

**“OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO MULTIHORARIO
MEDIANTE LA INCORPORACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
EN UNA MISMA CUENCA FLUVIAL”**

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO ELÉCTRICO**

TEMA:
**“OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO MULTIHORARIO
MEDIANTE LA INCORPORACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS
EN UNA MISMA CUENCA FLUVIAL”**

AUTOR:
Cupuerán Andrade Santiago Javier

TUTOR:
Tipán Vergara Luis Fernando

Quito, agosto 2021

Santiago Javier Cupuerán Andrade

“OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO MULTIHORARIO MEDIANTE LA INCORPORACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN UNA MISMA CUENCA FLUVIAL”

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2021

Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



Santiago Javier Cupuerán Andrade (Y'1992-M'13). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Universitario Manuel María Sánchez. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se basa en la formulación de un modelo matemático que permita la optimización de un problema de despacho económico hidrotérmico este análisis es multihorario con hidroeléctricas en cascada. scupueran@est.ups.edu.ec

Dirigido por:



Luis Fernando Tipan Vergara (Y'1982-J'21). Nació en Quito, Ecuador, el 21 de junio de 1982. Se graduó de la Facultad de Ingeniería Eléctrica Como Ingeniero en Electrónica en Control en la Escuela Politécnica Nacional. sus estudios de postgrado los hizo en la Escuela Politécnica Nacional Facultad de Ingeniería Mecánica, obteniendo el grado de Magister en Eficiencia Energética. La mayor parte de su vida profesional la dedico al sector industrial y petrolero.

Actualmente está involucrado en las áreas de Energías Alternativas y Eficiencia Energética en la Universidad Politécnica Salesiana. Sus intereses de investigación incluyen los métodos de GD con Energías alternativas, el IoT basándose en controladores de bajo consumo. Electrónica de Potencia, entre otros.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS
©2021 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo, Luis Fernando Tipán Vergara declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el trabajo de titulación “*OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO MULTIHORARIO MEDIANTE LA INCORPORACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN UNA MISMA CUENCA FLUVIAL*” realizado por Cupuerán Andrade Santiago Javier, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito D.M., agosto de 2021



.....

Ing. Luis Fernando Tipán Vergara, MSc.

C.C.: 1717329005

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Santiago Javier Cupuerán Andrade, con documento de identificación N° 1725432619, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de grado/titulación intitulado: *“OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO MULTIHORARIO MEDIANTE LA INCORPORACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN UNA MISMA CUENCA FLUVIAL”*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, D.M., agosto de 2021



.....
Santiago Javier Cupuerán Andrade
C.C.: 1725432619

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Marco teórico	4
2.1	Mercado Eléctrico	5
2.2	Planeación de operación del sistema de potencia.....	7
2.3	Despacho Económico Hidrotérmico Multihorario	9
3	Formulación del problema de optimización	11
3.1	Objetivo del problema de optimización	11
3.2	Restricciones para las unidades de generación térmica.....	12
3.3	Restricciones para las unidades de generación hidráulica.....	13
3.4	Restricciones para satisfacer la demanda	15
3.5	Proceso de resolución.....	15
4	Aplicación del modelo matemático	16
4.1	Parámetros de las unidades de generación	16
4.2	Parámetros de demanda.....	17
4.3	Casos de estudio	18
5	Análisis de resultados.....	18
5.1	Caso 1	18
5.2	Caso dos	21
5.3	Caso tres	23
5.4	Análisis comparativo	26
6	Conclusiones	27
6.1	Trabajos futuros.....	28
7	Referencias	29
7.1	Matriz de Estado del Arte.....	33
7.2	Resumen de Indicadores.....	38

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema general del despacho hidrotérmico.	3
Figura 2. a) Sector eléctrico integrado verticalmente. b) Mercado eléctrico competitivo.	5
Figura 3. Demanda y oferta de precios en el mercado eléctrico	6
Figura 4. Despacho económico hidrotérmico multihorario.	10
Figura 5. Esquema de unidades hidroeléctrica en cascada.	13
Figura 6. Curva de demanda	17
Figura 7. Despacho Hidrotérmico – Caso 1.	19
Figura 8. Energía por unidad de generación – Caso 1	19
Figura 9. Evolución del volumen de unidades hidroeléctricas– Caso 1	19
Figura 10. Evolución del caudal turbinado – Caso 1	20
Figura 11. Costo por unidad de generación – Caso 1.	20
Figura 12. Despacho Hidrotérmico – Caso 2.	21
Figura 13. Energía por unidad de generación – Caso 2	21
Figura 14. Evolución del volumen de unidades hidroeléctricas– Caso 2.	22
Figura 15. Evolución del caudal turbinado – Caso 2.	22
Figura 16. Costo por unidad de generación – Caso 2	23
Figura 17. Despacho Hidrotérmico – Caso 3.	24
Figura 18. Energía por unidad de generación – Caso 3	24
Figura 19. Evolución del volumen de unidades hidroeléctricas– Caso 3.	24
Figura 20. Evolución del caudal turbinado – Caso 3.	25
Figura 21. Costo por unidad de generación – Caso 3.	25
Figura 22. Comparativo de aportes energético por caso.	26
Figura 23. Comparativo de costos operativos por caso.	26
Figura 24. Comparativo de costos marginales por caso.	27
Figura 25. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.	38
Figura 26. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.	39
Figura 27. Indicador de solución - Estado del arte.	39

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Algoritmo de resolución – PHCCP.....	15
Tabla 2. Parámetros económicos de unidades térmicas.....	16
Tabla 3. Parámetros técnicos de unidades térmicas.....	16
Tabla 4. Parámetros generales de las unidades hidroeléctricas.....	16
Tabla 5. Características hidráulicas.....	16
Tabla 6. Factores para potencia de salida de las unidades hidroeléctrica.	16
Tabla 7. Caudales horarios de entrada.	17
Tabla 8. Demanda en cada período de tiempo.	17
Tabla 9. Despacho Hidrotérmico – Caso 1	18
Tabla 10. Energía despachada – Caso 1.....	19
Tabla 11. Cota promedio – Caso 1.....	20
Tabla 12. Caudal de turbinamiento promedio – Caso 1.....	20
Tabla 13. Costos por tecnología – Caso 1.....	20
Tabla 14. Despacho Hidrotérmico – Caso 2.	21
Tabla 15. Energía despachada – Caso 2.....	21
Tabla 16. Cota promedio – Caso 2.....	22
Tabla 17. Caudal de turbinamiento promedio – Caso 2.....	22
Tabla 18. Costos por tecnología – Caso 2.....	23
Tabla 19. Despacho Hidrotérmico – Caso 3.	23
Tabla 20. Energía despachada – Caso 3.....	24
Tabla 21. Cota promedio – Caso 3.....	24
Tabla 22. Caudal de turbinamiento promedio – Caso 3.....	25
Tabla 23. Costos por tecnología – Caso 3.....	25
Tabla 24. Comparativo de aportes energético por caso.	26
Tabla 25. Comparativo de costos operativos por caso.....	26
Tabla 26. Comparativo de costos marginales promedio.	27
Tabla 27. Matriz de estado del arte	33

“OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO MULTIHORARIO MEDIANTE LA INCORPORACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN UNA MISMA CUENCA FLUVIAL”

Resumen

La investigación propuesta se enfoca al análisis de la sustentabilidad en el sector de producción de energía eléctrica a través de la utilización de tecnologías flexibles, como las plantas de energía con múltiples opciones de combustibles, y el manejo adecuado de los recursos hidroeléctricos. Por tal razón, el estudio determina el despacho económico hidrotérmico, tomando en cuenta la incorporación de generadores térmicos y unidades hidroeléctricas que se encuentran ubicados en cascada en una misma cuenca fluvial para la minimización de los costos operacionales del sistema considerando un período de tiempo de 24 horas, el mencionado problema se sujetará a las condiciones técnicas las unidades de generación del tipo térmico e hidráulico.

Dado el criterio anterior, se solucionará un problema de optimización no lineal usando el software GAMS, los resultados entregados servirán para la toma de decisiones en la operación del sistema, evaluando el impacto en el mercado de corto plazo.

Palabras **Clave:** Generación
Hidrotérmica, Despacho de energía,
Métodos de optimización, Hidrología y
Economía de generación de energía.

Abstract

The proposed research focuses on the analysis of sustainability in the electric power production sector through the use of flexible technologies, such as power plants with multiple fuel options, and the proper management of hydroelectric resources. For this reason, the study determines the hydrothermal economic dispatch, taking into account the incorporation of thermal generators and hydroelectric units that are located in a cascade in the same river basin to minimize the operating costs of the system considering a period of time of 24 hours, the aforementioned problem will be subject to the conditions of the thermal and hydraulic generation units.

Given the previous criterion, a non-linear optimization problem will be solved using the GAMS software, the results delivered will serve for decision-making in the operation of the system, evaluating the impact on the short-term market.

Keywords: Hydroelectric-thermal power generation, Power generation dispatch, Optimization methods, Hydrology, Strategic planning and Power generation economics.

1 Introducción

El desarrollo económico y comercial en el mundo da como consecuencia el incremento importante de la demanda de energía eléctrica. Este crecimiento de la demanda ha creado una mayor dependencia entre los sistemas eléctricos y los demás sistemas energéticos que suministran la energía eléctrica a través de sus redes de transmisión y distribución las redes eléctricas [1]. Por lo tanto, para un sistema de energía, la sostenibilidad y la economía en el suministro de energía primaria es un aspecto crucial, especialmente en las condiciones de alta incertidumbre del sistema de energía, así como a las duras condiciones ambientales. Los combustibles fósiles siempre se han considerado una de las fuentes de energía primaria más importantes para la producción controlable de electricidad [2], por tanto, las generadoras térmicas por su flexibilidad ayudan a la reducir el potencial riesgo del desabastecimiento de la demanda, sin embargo este tipo de tecnología, representa una parte importante del costo de producción de electricidad, razón por la cual, el correcto manejo de estas fuentes es necesario para el aspecto económico además del aspecto de sostenibilidad [3].

Además de los combustibles fósiles, existen actualmente otros combustibles sólidos y líquidos categorizados como energías renovables tales como: la biomasa, el combustible de hidrógeno y los combustibles biodiésel pueden desempeñar un papel clave en el suministro de energía primaria y la economía en el futuro, debido a su capacidad de almacenamiento, sin embargo, las tecnologías para convertir este combustible en energía eléctrica y fuentes de almacenamiento aún está siendo perfeccionada por lo que actualmente sus costos son elevados [4].

Una alternativa que ya se encuentra desarrollada tecnológicamente y que sus costos son estables, es el uso de la energía cinética del recurso hídrico a través de generadores hidroeléctricos, los cuales a más de producir electricidad es una importante fuente de energía renovable y que también tiene la función de almacenamiento. En la mayor parte del mundo este recurso energético tiene una participación significativa en la producción de energía eléctrica generada por recursos renovables [5].

Por otra parte, a nivel de Sudamérica la gran parte de los países han coincidido en estructuras de mercados eléctricos sustentados en la libre competencia basados en la aplicación del despacho económico centralizado, cuya modelación conlleva a ampliar el conjunto de las restricciones a tomarse en cuenta. Así mismo y dado la evolución de los mercados, se estima que en el corto y mediano plazo se instituyan distintos mercados eléctricos los cuales se interconectarán con otros produciendo una transferencia importante de energía, lo cual seguramente complicará aún más los modelos de despacho [6]. En tal sentido, es necesario modelar acertadamente los aspectos operativos de las centrales de generación en función a su recurso primario a fin de que los operadores de electricidad puedan tomar acciones convenientes de tipo técnico y económico para satisfacer la demanda en diferentes períodos de tiempo [7].

Por lo citado, se puede señalar la importancia de una gestión adecuada y completa de la energía, así como la correcta utilización de los recursos primarios, en particular los recursos hídricos dado que gran parte de los sistemas eléctricos están conformados por centrales de este tipo de tecnología, todos estos interactuando dentro del despacho económico, la Figura 1 muestra el

esquema general de este proceso. De la revisión bibliográfica y dado el objetivo de mejorar la producción de energía hidroeléctrica, la investigación [8] presentó los sistemas de múltiples depósitos basados en algoritmos evolutivos para la optimización de la gestión de la energía hidroeléctrica. Así mismo, el trabajo descrito en [9] aplica un método de respuesta múltiple integrado con una red neuronal artificial basado en un enfoque difuso de mejor-peor para encontrar la combinación óptima de diferentes plantas de energía, incluyendo gas, vapor, ciclo combinado e hidroeléctrica.

Dada la actual realidad de la alta penetración de energías renovables no convencionales, a nivel mundial la utilización de la programación hidráulica a corto plazo (STHS) en la red eléctrica conectada a recursos de energía renovable

ha creado nuevas oportunidades y desafíos de programación [10]. Para resolver el problema de la programación hidráulica en cascada a corto plazo (PHCCP) con un retraso variable del flujo de agua, el artículo [2] presentó un método novedoso basado en el enfoque de aproximación sucesiva. Además, es estudio presentado en [11] proporcionó un marco de optimización multiobjetivo para modelar el problema PHCCP, en el que se definieron las funciones objetivo primero y segundo para mantener los aspectos económicos y de emisiones, respectivamente.

La gestión integrada de diferentes recursos energéticos puede ayudar a los operadores del sistema a lograr un desarrollo energético sostenible. El concepto de gestión integrada de la energía ha desarrollado diversos modelos de política energética [12]. En este tema,

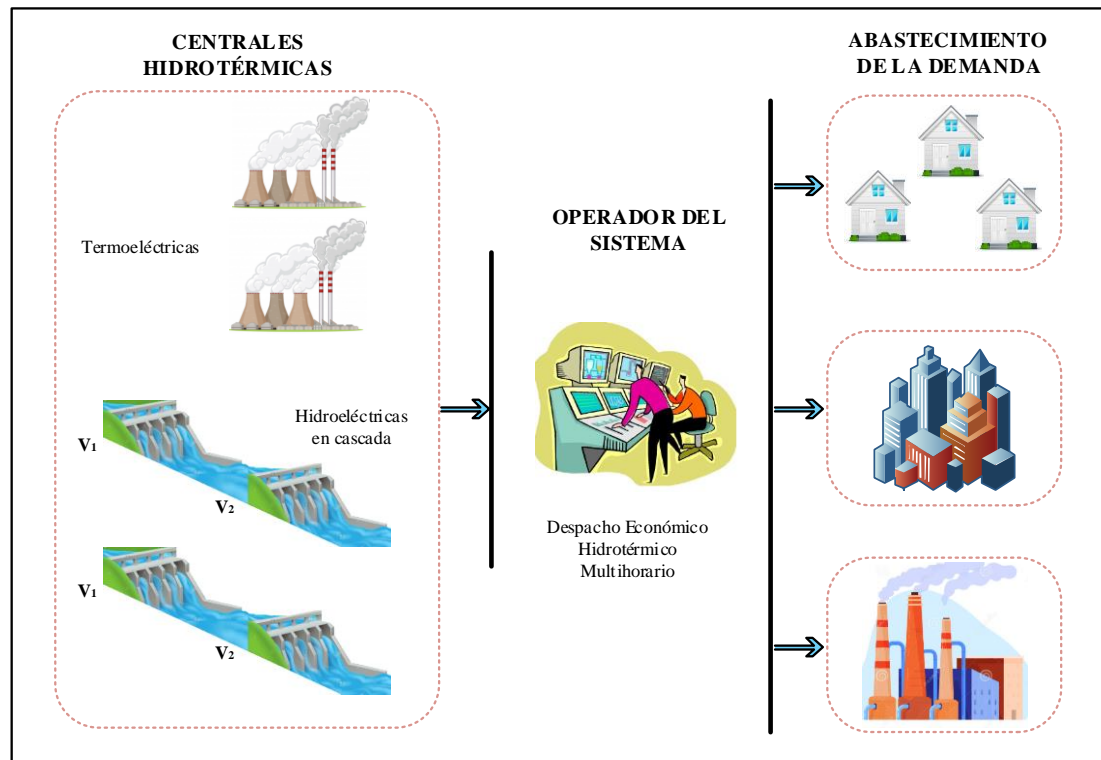


Figura 1. Esquema general del despacho hidrotérmico [autor].

la gestión energética conjunta de la red de gas natural, los sistemas de generación hidroeléctrico y la red eléctrica es una de las muestras significativas, que es esencial en el sistema energético moderno debido a la alta interacción entre estos sistemas [13]. Para analizar el funcionamiento integrado en régimen permanente de los sistemas acoplados de gas natural, las centrales hidroeléctricas y la red eléctrica, el artículo [14] modela la interacción de dichos sistemas mediante ecuaciones matemáticas que muestran el intercambio de energía entre las infraestructuras de gas natural y electricidad. Además, en [15] se presenta un enfoque generalizado de compromiso unitario a corto plazo basado en un problema de optimización no lineal de enteros mixtos considerando la interdependencia existente entre los sistemas de generación hídrico, térmico y la red eléctrica de interconexión. Por otra parte, el artículo [16] desarrolla un modelo de optimización para probar la solución óptima para el consumo de combustibles fósiles de las centrales térmicas y las limitaciones de seguridad al considerar diferentes infraestructuras energéticas, así como la gestión del suministro.

El problema de la programación o despacho hidrotérmico se ha explorado durante varias décadas. La mayoría de las técnicas que se han utilizado para resolver el problema de coordinación hidrotérmica generan una serie de suposiciones simplificadoras para ayudar al problema de optimización. Varias técnicas clásicas, como programación entera mixta, programación dinámica, técnica de búsqueda de gradiente, técnica de descomposición y coordinación y relajación de Lagrange, se han utilizado eficazmente para resolver este problema [9]. Con base a los antecedentes, el estudio que se propone está encaminado en la resolución de un modelo de

optimización no lineal que permita obtener despacho de la potencia horaria a ser entregada por generadores tanto térmicos como hidroeléctricos, considerando que éstos últimos operan en cascada, el cual abastezca la demanda horaria al mínimo costo operativo, bajo esta premisa, el documento se encuentra segmentado en el desarrollo de las siguientes temáticas:

- Temática 1: Muestra el sustento teórico y marco conceptual conducente a la descripción de los mercados eléctricos, la planificación de la operación de corto plazo y el despacho económico hidrotérmico;
- Temática 2: Desarrolla y plantea el problema de optimización no lineal tendiente a modelar el despacho hidrotérmico con centrales en cascada;
- Temática 3: Aplica el problema de optimización a casos de estudio planteados, de lo cual se obtienen las variables a ser analizadas
- Temática 5: Despliega el análisis de las variables obtenidas, el cual se encamina al establecimiento de aspectos técnicos y económicos.

Una desarrolladas las temáticas anteriores, el documento en su parte final establece las conclusiones y se proponen varios trabajos de investigación complementarios.

2 Marco teórico

Esta sección tiene el propósito de presentar un análisis teórico para comprender el objetivo de realizar el presente estudio, a continuación se presenta las temáticas que lo comprenden, se trata brevemente de la planificación y operación de los sistemas eléctricos con la particularidad de que en el despacho energético participan unidades de generación térmica e hidráulica en

cascada, por lo que además se incluye una descripción de los tipos de tecnología de generación y en que consiste el despacho multihorario con generación hidrotérmica.

2.1 Mercado Eléctrico

En los últimos años el sector eléctrico ha ido ampliándose al incorporar nuevas tecnologías y esquemas que involucran la entrada de nuevas y detalladas restricciones de amplio espectro en su estudio, además ha ido transformándose hacia una estructuración competitiva en el mercado para converger en un despacho centralizado; esta evolución es muy significativa debido a que conlleva a una modelación más compleja que incluya las restricciones de la red, las unidades de generación nuevas e interconexiones con otros países, así lograr en la región eficientes transferencias de potencia y energía interna y externamente [17].

Tradicionalmente el sector eléctrico ha sido regulado por una estructura vertical, como se observa en el apartado a) de la Figura 2, donde una sola entidad, por lo general estatal, gestiona todas las etapas del sistema eléctrico (generación, transmisión, distribución) de forma integral, este monopolio tiene muchas limitaciones debido a la falta de eficiencia por causales técnicos, políticos, económicos, de calidad del servicio, existencia de subsidios y carecía de incentivos que impulsen el mercado eléctrico, por estas razones el camino es la desregularización que hace del mercado eléctrico un sector de competencia y genera una operación eficiente, aunque es imposible hacerlo completamente por el diseño propio de la red y por cuestiones de optimización, en la Figura 2 en el apartado b) se esquematiza un mercado eléctrico competitivo y como se mencionó en el caso de la transmisión es óptimo que sea un monopolio [18]–[20].

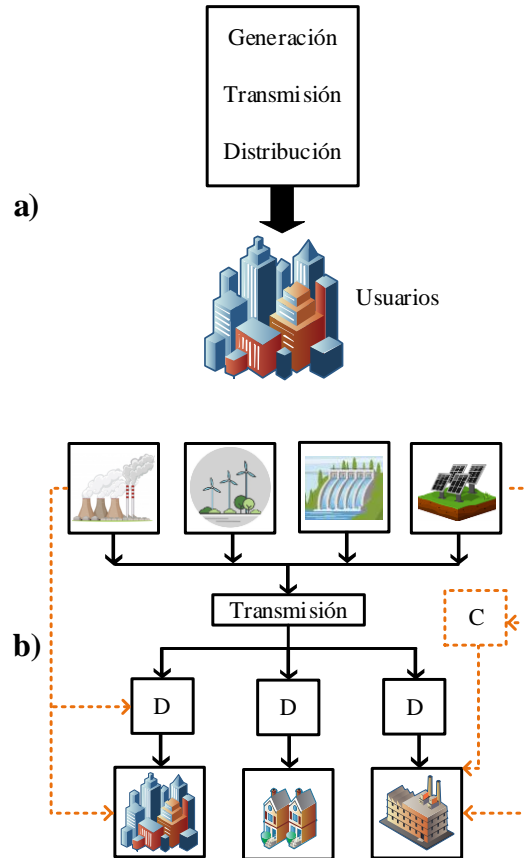


Figura 2. a) Sector eléctrico integrado verticalmente. b) Mercado eléctrico competitivo [21].

Para la estructura de un mercado competitivo el bien más importante y sobre el cual se establecen reglas tanto para la oferta como para la demanda es el suministro de electricidad, por lo que cada etapa del sistema debe operarse con acciones eficientes para mitigar riesgos, el modelo de mercado de competencia consiste en [22], [23]:

- Dar independencia como unidades de negocio a cada etapa del sistema.
- Establecer la participación en la generación abierta y orientada a la competencia.
- Garantizar el acceso libre a la red de transmisión a todas los generadores y distribuidoras.

- Comercializar directa e indirectamente de la energía de los generadores.
- Instaurar fuertes exigencias de calidad en el servicio.

2.1.1 Operación a corto plazo del sistema eléctrico

Dentro de los estudios de planificación del sistema eléctrico es relevante la ejecución de la etapa de planeación a corto plazo ya que permite tomar decisiones sobre la operación del sistema, esta actividad permite cumplir con el abastecimiento de la demanda en periodo muy próximos de tiempo para esto es necesario conocer o pronosticar la demanda para no incurrir en un déficit en la producción y administrar los excedentes de ser el caso, así la inversión es administrada adecuadamente en el despacho económico y la demanda accede a un precio óptimo, de esta forma se garantiza que el servicio que se entrega es de calidad y que existe un equilibrio en la oferta y la demanda en el mercado eléctrico en todo sentido [24], [25]. El agente más importante para la ejecución de todas estas acciones es el operador del sistema que a través de criterios en base a una planificación toma decisiones para la operación al corto plazo del sistema de potencia, estas decisiones se basan en modelos de optimización que dependiendo del escenario del sistema y la carga minimizan o maximizan una función objetivo [26].

2.1.2 Precio de oferta en el Mercado Eléctrico

En base a las características de los oferentes y demandantes se establece un modelo de mercado, este se resume básicamente en la entrega y recepción de energía en un periodo de tiempo establecido, por una parte, los oferentes que son las unidades de generación

disponen un precio de venta de la energía producida y por otra parte, los oferentes o la demanda igualmente establecen un precio que están dispuestos a pagar en base a sus requerimientos, el proceso se integra por un medio regulador que gestiona la transacción para establecer un precio de equilibrio entre la curva de demanda y la oferta de generación este en un horizonte temporal, en la Figura 3 se visualiza en que consiste la oferta de precios para un único periodo [21], [27].

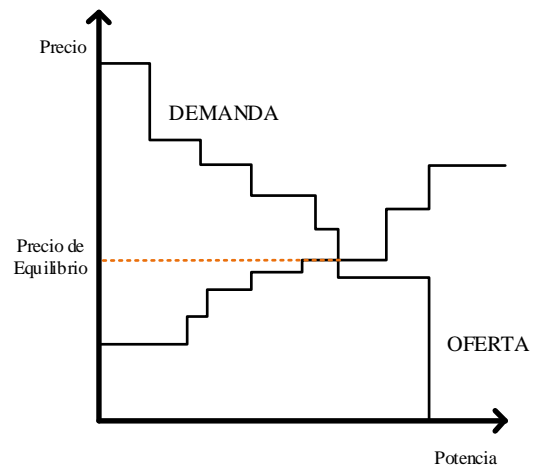


Figura 3. Demanda y oferta de precios en el mercado eléctrico [21].

El punto de equilibrio del precio simboliza que existe competencia perfecta en el mercado eléctrico excepto en la transmisión que se pagará un peaje por uso de la red, si el cálculo del precio es adecuado junto con la competitividad este precio de producción tiende a ser el marginal y en el despacho económico se considera este precio para a través de optimización encontrar un máximo beneficio común como: la minimización de costos de operación y la mantención de los mismo para la demanda [28].

2.1.3 Mercado Eléctrico en base a costos

El propósito de alcanzar un mercado perfecto tiene dificultades debido a que el sistema no es estático existen nuevas y múltiples tecnologías de generación, demanda variable y con consumos especiales, estos y otros factores hacen de esta práctica difícil de aplicar. Debido a los factores mencionados los mercados eléctricos de ciertos países eligen ser más conservadores [18] y basar su operación en los costos totales y minimizarlos a través de modelos de optimización. Es decir, para realizar el despacho este tipo de mercado requiere de información técnica y económica de los involucrados para en la resolución encontrar los costos de la energía en los periodos establecidos, así se simula la competencia y a partir de estos fijar contratos de compra y venta del suministro de electricidad [29]. El presente artículo utiliza el concepto de este mercado para en la formulación del despacho económico resaltar e incluir la información técnica de las hidroeléctricas en cascada y sacar conclusiones de como participan dichas centrales junto con las termoeléctricas en el abastecimiento de la demanda.

2.2 Planeación de operación del sistema de potencia

Basados en los procedimientos de operación descritos es necesario resaltar la diferencia de incluir centrales hidroeléctricas en cascada en la operación y no solo típicamente centrales térmicas e hidráulicas convencionales en el modelamiento. El problema de despacho económico toma el nombre de despacho hidrotérmico con el realce de que participan generadores hidroeléctricos que se encuentran ubicados en cascada; en el análisis para la planificación el principal condicionamiento es la disposición de embalses que permiten el almacenamiento

del agua, posteriormente este recurso disponible puede ser utilizado cuando convenga económicamente; este aspecto complica la solución en el despacho pero permite mayor flexibilidad en la operación y eficiencia en el aprovechamiento de los recursos en consecuencia los costos operativos también se reducen [30], [31].

La planificación a corto plazo de operación considera un horizonte de tiempo diario y hasta semanal, en este caso es diario y la energía de las hidroeléctricas en cascada es despachada en un día de forma jerárquica debido a los embalses y al tiempo, junto con las centrales térmicas más óptimas [30].

2.2.1 Aspectos para el modelado de un despacho hidrotérmico

Los componentes para la modelación de un despacho hidrotérmico se describen a continuación y están enfocados a la operación a corto plazo.

2.2.1.1 Demanda del suministro eléctrico

Siendo el principal objetivo de la planificación de la operación del sistema garantizar el abastecimiento de la demanda, es indispensable saber los requerimientos de potencia y energía de los usuarios finales para realizar los estudios correspondientes, para tener los valores de la carga se realiza un pronóstico de la demanda en el periodo de análisis, en este modelo estará representada por una curva de duración de carga horaria donde se aprecia valores de demanda ordenados históricamente de forma descendente en un periodo horario correspondiente a un día con el objetivo de ser más precisos ya que para tiempos más extensos la exactitud de los cálculos se ven afectados y también para evitar que el modelo se exceda en robustez [32].

2.2.1.2 Centrales de generación eléctrica

Actualmente existen una gran variedad de componentes que participan en la etapa de generación y componen el sistema de potencia, los más relevantes últimamente empleados son los generadores con energía renovable no convencional que están revolucionando el uso de la energía y consumo sin embargo las unidades de generación dominantes en el sector siguen siendo las hidroeléctricas y centrales térmicas [33]. Para el mercado eléctrico basado en costos es indispensable tener la siguiente información para resolver el problema de despacho [34]:

- Costos de generación asociados como los de operación y mantenimiento.
- Restricciones de operación
- Características de funcionamiento como capacidad, disponibilidad, factor de planta, etc.

A continuación, se describen las características más relevantes de las centrales predominantes en la generación y las que posteriormente se modelan en la optimización del despacho económico hidrotérmico.

1) Centrales termoeléctricas

El principio de funcionamiento de estas centrales se basa en la combustión de un tipo de combustible por lo general es uno de origen fósil (gas, diésel, bunker, etc.) para la generación de electricidad, debido a este principio esta central a más de tener una curva de la potencia que se produce también se genera una del consumo de combustible horario, la relación de estas dos da una curva característica del costo de la producción de un nivel potencia; otro costo inmerso en la operación de las centrales térmicas es el de arranque que

está compuesto por los costos del deterioro de la unidad con los del combustible que ocupa [35], [36]. Los tipos de centrales térmicas tienen diversas características y son [37]:

- a) **Recíprocas:** su potencia máxima es de 5 a 7 MW, el recuso de combustible es el diésel por lo que son económicas y su arranque es rápido.
- b) **Térmicas de gas:** tienen una potencia media generada, el arranque es costoso, requieren de un tiempo mínimo para entrar y salir de operación.
- c) **Térmicas a vapor:** requieren de una caldera para mover una turbina a base de vapor, son de respuesta lenta ante cambios, el arranque es costosos y largo, al igual que las de gas requieren de un tiempo mínimo para entrar y salir de operación.
- d) **Nucleares:** disponen de una turbina de vapor cuyo origen es a base de una reacción nuclear, operan constantemente por seguridad por ende son costosas en todo sentido.
- e) **Ciclo combinado:** son altamente eficientes al aprovechar la energía residual de una unidad térmica de gas y utilizarla en una unidad de vapor. Las características son como la de las unidades que la componen.

2) Centrales de generación hidroeléctrica

Estas unidades de generación se caracterizan por usar turbinas para la transformación de la energía potencial del agua a energía eléctrica, son muy versátiles pero los costos en operación y mantenimiento son bajos en comparación con las termoeléctricas por lo que en el despacho se consideran como de energía base; los tipos de hidroeléctricas son [38], [39]:

- a) **Hidroeléctricas con embalse:** o de capacidad regulable, su principal característica es el embalse como forma de almacenamiento permite disponer de energía de reserva para ser usada cuando sea económicamente conveniente lo que optimiza costo. Actúan sobre la frecuencia como regulación primaria y secundaria [16].
- b) **Hidroeléctrica de pasada:** se caracterizan por generar con toda el agua que reciben no disponen de embalses, lo que generan entregan a la carga.
- c) **Hidroeléctrica en cascada:** esta central aprovecha el agua de una misma cuenca fluvial de otra central aguas arriba almacenándola en varios embalses para de igual forma entregar esta energía generada en cascada a la demanda [16].
- d) **Hidroeléctrica por bombeo:** de esta se resalta los dos embalses que dispone uno superior y otro inferior que opera de forma convencional en tiempo de elevados costos y como respaldo para horas de consumo pico para reducir el consumo de energía térmica [40].

2.2.1.3 Reserva de energía eléctrica

La energía eléctrica generada es producida para abastecer al instante a la demanda ya que no es posible almacenarla en gran cantidad, si se presenta un evento de falla o una contingencia el sistema debe poder sobrellevar esta emergencia sin que se presente una pérdida de energía, las acciones a realizar para prevenir estos eventos son [41]:

- **Incremento de la producción de energía:** para lo cual se debe contar con un excedente de generación programado que sea de rápida absorción y pueda suplir esa capacidad faltante flexiblemente.

- **Aumento de las interconexiones internacionales:** se refiere a la compra de energía de otro sistema eléctrico a nivel regional o internacional, la gestión toma lapsos tiempo y debido a la emergencia se desvía de los acuerdos por contratos lo que económicamente es perjudicial.
- **Alivio de carga:** es el último de los recursos para evitar el daño o pérdida de la integridad del sistema eléctrico de potencia, esta desconexión es programada y ocurre inmediatamente después del fallo en el sistema.

La reserva puede ser: primaria cuando permite abastecer la potencia ante la salida súbita de un generador con otra unidad de reserva, y la secundaria absorbe pequeños bloques de generación solventándolos con el Control Automático de Generación (AGC) o con generación de reserva programada [42].

2.3 Despacho Económico Hidrotérmico Multihorario

La solución al problema de despacho económico horario consiste cubrir a la demanda al mínimo costo desarrollando una estrategia de operación óptima de las centrales térmicas junto con las hidráulicas en cadena con embalses considerando variables fundamentales que son las características de calidad, seguridad, técnicas, hidrológicas como los niveles de caudal, costos representativos de la producción de la energía eléctrica y disponibilidad de las unidades [33], [43]. El ahora llamado despacho económico hidrotérmico a corto plazo se desarrolla en un horizonte temporal diario con un análisis en subperiodos de horas, este estudio es complicado ya que aparte de encontrar el nivel de producción de

electricidad horariamente se debe adicionalmente encontrar la combinación más optima de unidades de generación que deben participar y en que periodos en respuesta a la variación de la carga [11], [44]. Para la resolución de esta problemática se debe considerar las restricciones correspondientes que son [45]:

- Las de capacidad de generación y de comportamiento de las centrales hidráulicas y térmicas.
- Tipo de recurso y su disponibilidad.
- Condicionamientos técnicos propios de cada central: volumen de embalse, turbinamiento, vertimiento de agua para las centrales hídricas, rampas de subida y bajada de las centrales térmicas.
- Máxima y mínima potencia.
- Otras propias del sistema.

Debido a la magnitud de los sistemas eléctricos de potencia y su evolución el modelamiento del despacho hidrotérmico en el corto plazo requiere de recursos informáticos para cumplir con los requerimientos del mercado eléctrico [46]. Como se mencionó este procedimiento es complejo por el manejo de la información para la resolución del despacho económico al involucrar gran número de restricciones de operación y económicas, variables de las unidades de generación, para el caso presente de estudio se considera las restricciones técnicas relacionadas con el abastecimiento de la demanda, las restricciones asociadas a la energía generada, y debido a la inclusión de centrales hidroeléctricas en cascada la información que es necesaria incluir al despacho es el pronóstico de los caudales, el volumen del almacenamiento de agua, para las centrales térmica se considera los límites máximos de potencia, rampas de subida y bajada de entrega de energía, se

considera indispensablemente estos parámetros para la implementación de mecanismos que permitan incrementar la eficiencia técnica y económica del sistema [47].

En base a los argumentos descritos, en este trabajo se plantea un problema de despacho horario que busca encontrar la mejor combinación de generadores para la entrega de potencia estas unidades son de origen térmico e hidroeléctrico con la principal consideración de que las centrales hidráulicas operan en cascada, por lo que se requiere la inclusión de las respectivas restricciones técnicas que modelan los sistemas, también se toma en cuenta los costos operativos por la producción de energía mediante una función no lineal de costos, las demás restricciones técnicas relacionadas con los componentes integrados al sistema de estudio, gráficamente el modelo se representa en la Figura 4. El modelo matemático corresponde a un problema de optimización no lineal el cual será resuelto mediante GAMS y sus resultados permitirán el desarrollo de una metodología de apoyo a la toma de decisiones para la optimización de la operación, la evaluación económica y la eficiencia del parque generador hidrotérmico.

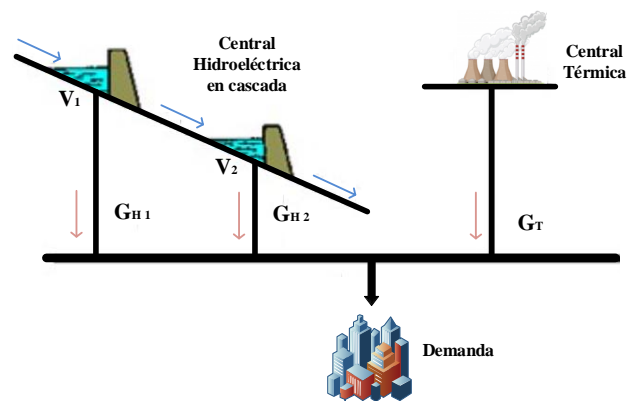


Figura 4. Despacho económico hidrotérmico multihorario [16].

2.3.1 Parámetros generales para el Sistema Térmico

Anteriormente se describió el funcionamiento de las centrales térmicas y los tipos de tecnologías que podrían participar en el despacho del sistema eléctrico, por lo tanto, seguidamente se puntualiza los parámetros de la inclusión de estas unidades pueden modelarse considerando los siguientes aspectos generales [48]:

- Costos arranque y parada de las unidades.
- Límites de potencia máximos y mínimos.
- Niveles de generación termoeléctrica.
- Tiempos de operación de la central.
- Disponibilidad de la energía térmica.
- Factores de planta.
- Rampas de subida y bajada de las centrales térmicas [49].

2.3.2 Parámetros generales para el sistema hidráulico en cascada

En la Figura 4 se observa gráficamente una central hidroeléctrica en cascada, esta se caracteriza por usar un mismo recurso para todas sus etapas es decir una misma cuenca fluvial con varias estaciones para la generación y con un nivel de caudal que cumple con los requerimientos del sistema, es decir la central es dependiente internamente con los distintos embalses en cadena esto indica que para el despacho económico que la producción de una etapa de la central esté relacionada con las otras etapas [16], [38]. En este sentido el operador del sistema tiene la misión de establecer un plan operativo que encuentre un costo óptimo, este costo se caracterizará por relacionarse con los costos de energía hidráulica en cascada la cual usa eficientemente la energía y es económico para que sustituyan o se

racionalice la participación de las centrales térmicas que generalmente sus costos son elevados y el impacto ambiental es perjudicial; este propósito es alcanzado conforme a las particularidades de la regulación de los diferentes embalses [33], [39].

En la modelación de estas centrales se debe considerar los siguientes parámetros puntualizados [50]–[52]:

- Cantidad disponible del recurso hidrológico.
- Límites de potencia máximos y mínimos.
- Límites de volumen de los embalses.
- Límites de disponibilidad de la energía hidráulica.
- Cantidad del volumen de embalse, turbinamiento, vertimiento de agua.
- Caudales de entrada en función de la hidrología.
- Eficiencia de la central.

3 Formulación del problema de optimización

El problema de optimización no lineal relacionado con el despacho hidrotérmico con centrales hidráulicas en cascada para el abastecimiento económico de la demanda para múltiples períodos de tiempo se describe en los siguientes numerales, de forma inicial se establecerá función objetivo y posteriormente las restricciones relacionadas. En la parte final de este numeral se mostrará el procedimiento o algoritmo de solución,

3.1 Objetivo del problema de optimización

El problema de optimización tiene como finalidad la minimización de los costos operativos de las unidades de generación térmica e hidráulicas. La función de costos para las unidades de generación

térmica corresponde a una función cuadrática, la cual está dada por los factores intervinientes en el consumo de combustible. Por su parte, la producción de las unidades de generación hidráulica será valorada considerando como referencia los precios internacionales, la ecuación matemática es la siguiente:

$$C_{Term} = \sum_h \sum_{Term} (\alpha_{Term} \cdot G_h^{Term^2} + \beta_{Term} \cdot G_h^{Term} + \gamma_{Term}) \quad (1)$$

$$C_{Term} = \sum_h \sum_{Hidro} (\varphi_{Hidro} \cdot G_h^{Hidro}) \quad (2)$$

$$C_{op} = C_{Term} + C_{Term} \quad (3)$$

Donde:

h	Período de análisis (horas)
$Term$	Conjunto de unidades de generación térmicas
G_h^{Term}	Potencia despachada de la unidad térmica en el período de tiempo
G_h^{Hidro}	Potencia despachada de la unidad hidroeléctrica en el período de tiempo
α_{Term}	Factor a aplicarse en el término cuadrático para el costo de la unidad térmica
β_{Term}	Factor a aplicarse en el término lineal para el costo de la unidad térmica
γ_{Term}	Factor a aplicarse en la constante para el costo de la unidad térmica
φ_{Hidro}	Precio con el que se valora la energía de la unidad hidro
C_{Term}	Costo total de las unidades generadores térmicas
C_{Hidro}	Costo total de las unidades generadores hidroeléctricas
C_{op}	Costo total operativo

3.2 Restricciones para las unidades de generación térmica

En esta sección se describen las restricciones que se usarán para la modelación de las condiciones técnicas de las unidades de generación térmica.

El primer grupo de restricciones se asocian a los límites de potencia a ser entregada por cada una de las unidades térmicas lo cual es producto de la constitución física de los generadores.

$$G_{min}^{Term} \leq G_h^{Term} \leq G_{max}^{Term} \quad (4)$$

Donde:

h	Período de análisis (horas)
$Term$	Conjunto de unidades de generación térmicas
G_h^{Term}	Potencia despachada de la unidad térmica en el período de tiempo
G_{max}^{Term}	Potencia máxima de la unidad térmica en cualquier período de tiempo
G_{min}^{Term}	Potencia mínima de la unidad térmica en cualquier período de tiempo

El segundo grupo de restricciones modelan la producción o descuento de la energía despachada entre dos períodos de tiempo, lo cual nuevamente se relaciona con la fabricación de la unidad de generación térmica, la modelación se describe en las siguientes ecuaciones:

$$G_h^{Term} - G_{h-1}^{Term} \leq G_{Rup}^{Term} \quad (5)$$

$$G_{h-1}^{Term} - G_h^{Term} \leq G_{Rdown}^{Term} \quad (6)$$

Donde

h	Período de análisis (horas)
$Term$	Conjunto de unidades de generación térmicas
G_h^{Term}	Potencia despachada de la

G_{Rdown}^{Term}	unidad térmica en el período de tiempo Pendiente o rampa de disminución de carga entre dos períodos de tiempo.
G_{Rup}^{Term}	Pendiente o rampa de incremento de carga entre dos períodos de tiempo.

3.3 Restricciones para las unidades de generación hidráulica

De manera similar al numeral anterior, en esta sección se describen las restricciones asociadas a las unidades hidráulicas, tomando en cuenta que las mismas se encuentran ubicadas en cascada y adicionalmente tienen embalse. El esquema general que se pretende modelar corresponde a la Figura 5.

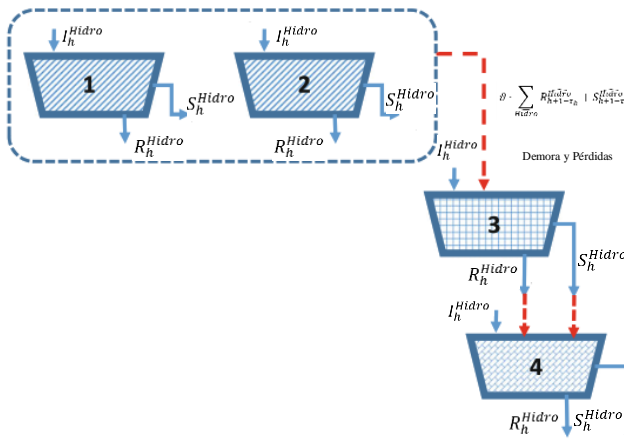


Figura 5. Esquema de unidades hidroeléctricas en cascada.

El primer conjunto de restricciones responde a cumplir los límites de potencia a ser entregada por estas unidades, la formulación corresponde:

$$G_{min}^{Hidro} \leq G_h^{Hidro} \leq G_{max}^{Hidro} \quad (7)$$

Donde:

h	Período de análisis (horas)
$Hidro$	Conjunto de unidades de

G_h^{Hidro}	generación hidroeléctricas Potencia despachada de la unidad hidroeléctrica en el período de tiempo
G_{max}^{Hidro}	Potencia máxima de la unidad hidroeléctrica en cualquier período de tiempo
G_{min}^{Hidro}	Potencia mínima de la unidad hidroeléctrica en cualquier período de tiempo

El segundo grupo de restricciones permite cumplir con los niveles de volúmenes de los embalses, garantizado que el reservorio se mantenga dentro de los niveles, la ecuación descrita a continuación establece la condición señalada.

$$V_{min}^{Hidro} \leq V_h^{Hidro} \leq V_{max}^{Hidro} \quad (8)$$

Donde:

h	Período de análisis (horas)
$Hidro$	Conjunto de unidades de generación hidroeléctricas
V_h^{Hidro}	Volumen del embalse de la unidad hidroeléctrica en el período de tiempo
V_{max}^{Hidro}	Volumen máximo del embalse de la unidad hidroeléctrica en cualquier período de tiempo
V_{min}^{Hidro}	Volumen mínimo del embalse de la unidad hidroeléctrica en cualquier período de tiempo

De forma similar, el tercer grupo de restricciones permiten que el caudal turbinado se encuentre de los límites que cada unidad hidroeléctrica puede turbinar para la producción de electricidad. La formulación se describe a continuación.

$$R_{min}^{Hidro} \leq R_h^{Hidro} \leq R_{max}^{Hidro} \quad (9)$$

Donde:

h	Período de análisis (horas)
$Hidro$	Conjunto de unidades de

R_h^{Hidro}	generación hidroeléctricas Caudal turbinado de la unidad hidroeléctrica en el período de tiempo
R_{max}^{Hidro}	Caudal máximo a ser turbinado por la unidad hidroeléctrica en cualquier período de tiempo
R_{min}^{Hidro}	Caudal mínimo a ser turbinado por la unidad hidroeléctrica en cualquier período de tiempo

El cuarto conjunto de restricciones se asocia al nivel del volumen de los embalses de cada unidad de generación hidroeléctrica en cada período de tiempo, dicha restricción garantiza que el volumen en un embalse de una unidad hidroeléctrica en el tiempo $h + 1$ será igual a su valor en el período anterior más el caudal de ingreso a su reservorio en el tiempo $t + 1$ descontando su caudal turbinado en el tiempo $t + 1$ incluyendo el vertimiento de todos los embalses aguas arriba en horas previas, considerando las dilataciones de tiempo τ , la siguiente función muestra lo señalado.

$$V_{h+1}^{Hidro} = V_{0h=1}^{Hidro} + V_h^{Hidro} + I_{h+1}^{Hidro} - R_{h+1}^{Hidro} - S_{h+1}^{Hidro} + \vartheta \cdot \sum_{Hidro} R_{h+1-\tau_h}^{Hidro} + S_{h+1-\tau_h}^{Hidro} \quad (10)$$

Donde:

h	Período de análisis (horas)
$Hidro$	Conjunto de unidades de generación hidroeléctricas
V_h^{Hidro}	Volumen del embalse de la unidad hidroeléctrica en el período de tiempo
V_{h+1}^{Hidro}	Volumen del embalse de la unidad hidroeléctrica en el período de tiempo subsiguiente
$V_{0h=1}^{Hidro}$	Volumen del embalse de la unidad hidroeléctrica en el período de tiempo inicial.

I_{h+1}^{Hidro}	Caudal de ingreso al embalse de la unidad hidroeléctrica en el período de tiempo subsiguiente.
R_{h+1}^{Hidro}	Caudal turbinado de la unidad hidroeléctrica en el período de tiempo subsiguiente.
S_{h+1}^{Hidro}	Caudal vertido de la unidad hidroeléctrica en el período de tiempo subsiguiente
\widehat{Hidro}	Conjunto de unidades de generación hidroeléctricas ubicadas aguas arriba.
$R_{h+1-\tau_h}^{Hidro}$	Caudal turbinado de la unidad hidroeléctrica ubicada agua arriba en el período de tiempo subsiguiente tomando en cuenta la dilación de tiempo.
$S_{h+1-\tau_h}^{Hidro}$	Caudal vertido de la unidad hidroeléctrica ubicada agua arriba en el período de tiempo subsiguiente tomando en cuenta la dilación de tiempo.
τ_h	Demora de tiempo en relación a la propagación de honda relacionados al caudal turbinado y vertido.

El quinto grupo de restricciones se asocian al cálculo de la potencia horaria a ser despachada por la unidad hidroeléctrica, para el efecto se usará la formulación descrita en [52], cuya ecuación corresponde a la siguiente:

$$G_h^{Hidro} = C_1^{Hidro} \cdot V_h^{Hidro^2} + C_2^{Hidro} \cdot R_h^{Hidro^2} + C_3^{Hidro} \cdot V_h^{Hidro} \cdot R_h^{Hidro} + C_4^{Hidro} \cdot V_h^{Hidro} + C_5^{Hidro} \cdot R_h^{Hidro} + C_6^{Hidro} \quad (11)$$

Donde:

h	Período de análisis (horas)
$Hidro$	Conjunto de unidades de

R_h^{Hidro}	generación hidroeléctricas Caudal turbinado de la unidad hidroeléctrica en el período de tiempo
V_h^{Hidro}	Volumen del embalse de la unidad hidroeléctrica en el período de tiempo
G_h^{Hidro}	Potencia despachada de la unidad hidroeléctrica en el período de tiempo
$C_{1 \rightarrow 6}^{Hidro}$	Factores característicos de la turbina hidráulica h.

3.4 Restricciones para satisfacer la demanda

Esta restricción se aplica a cada período de tiempo y garantiza el abastecimiento de la demanda en cada período de tiempo, la formulación se presenta a continuación:

$$\sum_{Hidro} G_h^{Hidro} + \sum_{Term} G_h^{Term} = D_h \quad (12)$$

Donde:

G_h^{Hidro}	Potencia despachada de la unidad hidroeléctrica en el período de tiempo
G_h^{Term}	Potencia despachada de la unidad hidroeléctrica en el período de tiempo
D_h	Demanda horaria

3.5 Proceso de resolución

La resolución del modelo planteado sugiere una serie de actividades secuenciales, las mismas se describen en la Tabla 1.

Tabla 1. Algoritmo de resolución – PHCCP.

Paso 1:	Obtención de los parámetros de las unidades de generación térmicas e hidroeléctricas
Paso 2:	Determinación de las unidades de generación que se encuentra en cascada y que se encuentran aguas arriba
Paso 3:	Adquisición de información sobre los caudales de entrada a las unidades hidroeléctricas

Paso 4:	Establecimiento de los valores de la demanda en cada período de tiempo
Paso 5:	Inicialización del problema de optimización
Paso 6:	<p>Problema de Despacho hidrotérmico Set Variables continuas</p> <p>$G_h^{Term}, G_h^{Hidro}, V_h^{Hidro}, R_h^{Hidro}, S_h^{Hidro}$</p> <p>Objetivo de la optimización</p> $Cop = \sum_h \sum_{Term} \left(\alpha_{Term} \cdot G_h^{Term^2} + \beta_{Term} \cdot G_h^{Term} + \gamma_{Term} \right) + \sum_h \sum_{Hidro} \left(\varphi_{Hidro} \cdot G_h^{Hidro} \right)$ <p>Restricciones</p> $G_{min}^{Term} \leq G_h^{Term} \leq G_{max}^{Term}$ $G_h^{Term} - G_{h-1}^{Term} \leq G_{Rup}^{Term}$ $G_{h-1}^{Term} - G_h^{Term} \leq G_{Rdown}^{Term}$ $G_{min}^{Hidro} \leq G_h^{Hidro} \leq G_{max}^{Hidro}$ $V_{min}^{Hidro} \leq V_h^{Hidro} \leq V_{max}^{Hidro}$ $R_{min}^{Hidro} \leq R_h^{Hidro} \leq R_{max}^{Hidro}$ $V_{h+1}^{Hidro} = V_{0h=1}^{Hidro} + V_h^{Hidro} + I_{h+1}^{Hidro} - R_{h+1}^{Hidro} - S_{h+1}^{Hidro} + \vartheta \cdot \sum_{Hidro} R_{h+1-\tau_h}^{Hidro} + S_{h+1-\tau_h}^{Hidro}$ $G_h^{Hidro} = C_1^{Hidro} \cdot V_h^{Hidro^2} + C_2^{Hidro} \cdot R_h^{Hidro^2} + C_3^{Hidro} \cdot V_h^{Hidro} \cdot R_h^{Hidro} + C_4^{Hidro} \cdot V_h^{Hidro} + C_5^{Hidro} \cdot R_h^{Hidro} + C_6^{Hidro}$ $\sum_{Hidro} G_h^{Hidro} + \sum_{Term} G_h^{Term} = D_h$
Paso 7:	Aplicación en casos prácticos
Paso 8:	Análisis de resultados
Paso 8:	Fin

4 Aplicación del modelo matemático

Para lograr la aplicación del modelo propuesto se propone un parque generador de 9 generadores, 5 de ellos son del tipo térmico y los 4 restantes hidroeléctricos que se encuentran ubicados en cascada, para abastecer una demanda eléctrica de 24 horas. Por lo citado, en los siguientes numerales se muestra los parámetros necesarios para la simulación y resolución.

4.1 Parámetros de las unidades de generación

Las unidades térmicas a modelar son un total de 5, mismas que están diferenciadas por tipo de combustible. La Tabla 2 y Tabla 3 muestran los datos técnicos y económicos los cuales fueron obtenidos de plantas tipo mostradas en [53] y ajustados sus parámetros a la realidad del sector eléctrico ecuatoriano usando [54].

Tabla 2. Parámetros económicos de unidades térmicas.

	TC	α_{Term} USD/MW ²	β_{Term} USD/MW	γ_{Term} USD
Term-1	Gas	0.00508	72.35	498.70
Term-2	Bunker	0.00825	92.49	178.51
Term-3	Bunker	0.00593	93.88	195.17
Term-4	Diesel	0.00179	124.95	196.99
Term-5	Diesel	0.02452	131.10	239.54

Tabla 3. Parámetros técnicos de unidades térmicas.

	G_{min}^{Term} MW	G_{max}^{Term} MW	G_{Rup}^{Term} MW/h	G_{Rdown}^{Term} MW/h
Term-1	100	400	60	60
Term-2	130	400	40	40
Term-3	70	300	60	60
Term-4	60	300	30	30
Term-5	80	250	50	50

De forma complementaria, se modelarán las unidades hidroeléctricas las cuales tienen como característica que se encuentran ubicadas en cascada, para la determinación de las características técnicas se han considerado los parámetros definidos en [34], [53]–[55]; para establecer los precios de venta de electricidad de este tipo de tecnología se ha usado los precios promedio de las subastas efectuadas en Sudamérica [56]. Los parámetros se muestran a continuación.

Tabla 4. Parámetros generales de las unidades hidroeléctricas.

	G_{min}^{Hidro} MW	G_{max}^{Hidro} MW	ϕ_{Hidro} USD/MW
Hidro_1	0	300	34
Hidro_2	0	280	35
Hidro_3	0	500	28
Hidro_4	0	350	32

Tabla 5. Características hidráulicas.

	Hidro_1	Hidro_2	Hidro_3	Hidro_4
$V_{min}^{Hidro} (m^3)$	80	60	100	70
$V_{max}^{Hidro} (m^3)$	150	120	240	160
$V_{ini}^{Hidro} (m^3)$	100	80	170	120
$V_{fin}^{Hidro} (m^3)$	120	70	170	140
$R_{min}^{Hidro} (m^3/h)$	5	6	10	6
$R_{max}^{Hidro} (m^3/h)$	15	15	30	20
$\tau_h (h)$	2	1	4	0

Tabla 6. Factores para potencia de salida de las unidades hidroeléctrica.

	Hidro_1	Hidro_2	Hidro_3	Hidro_4
$c1 (MW/m^3)$	-0.0042	-0.0043	-0.0015	-0.0032
$c2 (MW/m^3/h^2)$	-0.44	-0.32	-0.31	-0.33
$c3 (MW/m^3/h^2)$	0.04	0.013	0.012	0.025
$c4 (MW/m^3)$	0.8	1.24	0.54	1.43
$c5 (MW/m^3/h)$	11	9.7	5.7	14.1

c6 (MW)	-53	-71	-42	-91
---------	-----	-----	-----	-----

Finalmente se muestra los caudales de entrada a cada una de las unidades hidroeléctricas se encuentran en la Tabla 7.

Tabla 7. Caudales horarios de entrada.

	Hidro_1	Hidro_2	Hidro_3	Hidro_4
	m ³ /h			
h1	10	8	8.1	2.8
h2	9	8	8.2	2.4
h3	8	9	4	1.6
h4	7	9	2	0
h5	6	8	3	0
h6	7	7	4	0
h7	8	6	3	0
h8	9	7	2	0
h9	10	8	1	0
h10	11	9	1	0
h11	12	9	1	0
h12	10	8	2	0
h13	11	8	4	0
h14	12	9	3	0
h15	11	9	3	0
h16	10	8	2	0
h17	9	7	2	0
h18	8	6	2	0
h19	7	7	1	0
h20	6	8	1	0
h21	7	9	2	0
h22	8	9	2	0
h23	9	8	1	0
h24	10	8	0	0

4.2 Parámetros de demanda

A fin de poder emular la demanda, se ha considerado los parámetros definidos en [53], obteniéndose como resultado la demanda a ser abastecida para las 24 horas, el detalle está en la Tabla 8.

Tabla 8. Demanda en cada período de tiempo.

	Demanda (MW)
h1	1275
h2	1326
h3	1190
h4	1105
h5	1130
h6	1360
h7	1615
h8	1717
h9	1853
h10	1836
h11	1870
h12	1955
h13	1887
h14	1751
h15	1717
h16	1802
h17	1785
h18	1904
h19	1819
h20	1785
h21	1547
h22	1462
h23	1445
h24	1360

La curva de demanda correspondiente a la demanda horaria se muestra en la Figura 6.

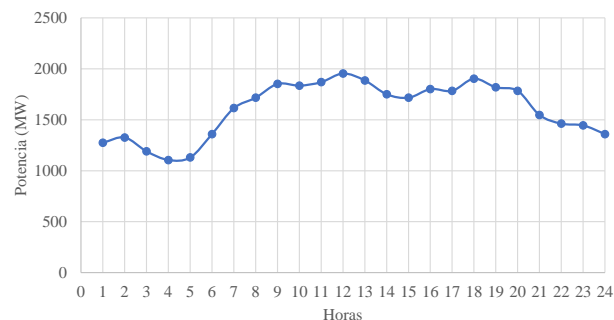


Figura 6. Curva de demanda

Con base a los parámetros antes detallados, se procederá a usar el proceso de solución del problema de optimización, aplicando programación no lineal.

4.3 Casos de estudio

Para evaluar el modelo de optimización planteado se plantea tres casos de estudio, los cuales se describen a continuación:

Caso 1

Utilización de los parámetros antes definidos para la modelación de las unidades térmicas e hidroeléctricas, las cuales abastecerán la demanda para un período de 24 horas. Los parámetros hidráulicos referentes al caudal de ingreso corresponden a una hidrología media.

Caso 2

Este caso considera los mismos parámetros de caso 1, la modificación radica en la modelación de un escenario lluvioso, para el efecto se considerará que el caudal de entrada de las unidades hidroeléctricas es incrementado un 30% con respecto al valor medio.

Caso 3

De la misma forma al caso 2, este caso considera los mismos parámetros de caso 1, sin embargo, el escenario a simular corresponderá a un escenario seco, en tal sentido, los caudales de entrada de las unidades hidroeléctricas se reducirán un 30% con respecto al valor medio.

La resolución de cualquiera de los casos propuestos, aplicará la secuencia de actividades, que en términos generales se puede resumir en: i) Etapa I: Obtención de los datos y parámetros técnicos y económicos de las unidades de generación modeladas; ii) Etapa II: La demanda eléctrica en cada hora se mantiene en cada caso; y, iii) Etapa III: Aplicación del

modelo propuesto y obtención de variables para análisis de resultados.

5 Análisis de resultados

El análisis de resultados será desarrollado por cada caso y después se efectuarán análisis comparativos entre casos, tomado como referencia el Caso 1 que muestra un escenario hidrológico medio, por lo descrito, se procede en los siguientes numerales los análisis correspondientes.

5.1 Caso 1

Una vez resuelto el problema de optimización para el Caso 1, se procede a mostrar los resultados y el análisis correspondiente. En primera instancia se muestra el despacho efectuado por tipo de tecnología.

Tabla 9. Despacho Hidrotérmico – Caso 1

Potencia (MW)				
	Hidro	Gas	Bunker	Diésel
h1	587.76	340.00	207.24	140.00
h2	471.70	400.00	307.24	147.06
h3	442.61	357.93	249.46	140.00
h4	433.59	297.93	233.48	140.00
h5	386.54	280.00	323.46	140.00
h6	456.54	340.00	423.46	140.00
h7	497.05	400.00	523.46	194.49
h8	493.54	400.00	623.46	200.00
h9	509.52	400.00	663.48	280.00
h10	500.92	400.00	700.00	235.08
h11	506.98	400.00	700.00	263.02
h12	529.03	400.00	700.00	325.97
h13	529.48	400.00	700.00	257.52
h14	478.95	400.00	694.53	177.52
h15	481.46	400.00	688.02	147.52
h16	524.48	400.00	700.00	177.52
h17	494.01	400.00	700.00	190.99
h18	533.01	400.00	700.00	270.99
h19	519.00	400.00	700.00	200.00
h20	511.89	400.00	662.20	210.91

h21	449.67	395.13	562.20	140.00
h22	459.80	400.00	462.20	140.00
h23	472.61	400.00	432.39	140.00
h24	463.88	400.00	356.12	140.00

La Figura 7 ilustra el despacho hidrotérmico efectuado, mientras que la energía singularizada por tipo de tecnología y por unidad de generación se muestra en la Figura 8.

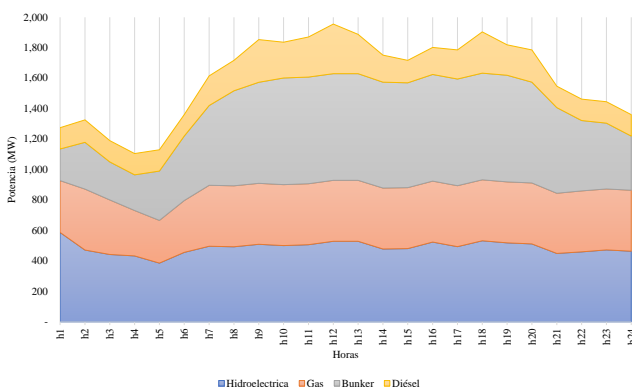


Figura 7. Despacho Hidrotérmico – Caso 1.

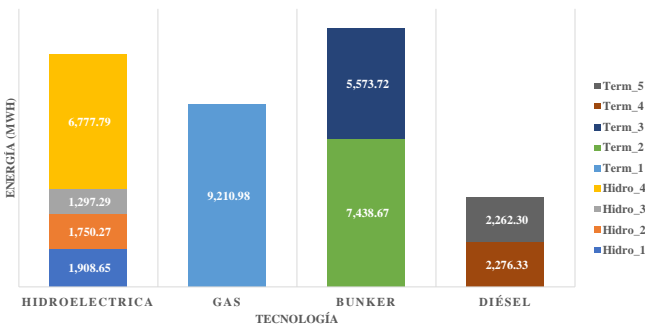


Figura 8. Energía por unidad de generación – Caso 1

De la Figura 8 se muestra que gran parte del aporte de energético es brindado por las unidades hidroeléctricas y térmicas que usan bunker, en tal sentido, en la Tabla 10 se determina la energía totalizada para determinar el porcentaje de energía entregada por cada tecnología.

Tabla 10. Energía despachada – Caso 1

	Energía (MWh)	%
Hidro	11,734.00	30%
Gas	9,210.98	24%
Bunker	13,012.39	34%
Diésel	4,538.62	12%
Total	38,496.00	

De la Tabla 10 se observa que las unidades hidroeléctricas y las térmicas de bunker abastecen el 64% del total de energía que solicita la demanda, señalándose que la acertada coordinación hidrotérmica permite realizar una asignación de unidades que satisfagan la energía solicitada. Adicional al análisis efectuado, la importancia del presente trabajo es evaluar el comportamiento de las centrales en cascada, en tal razón, en la Figura 9 se muestra la evolución del volumen de cada una de las unidades hidroeléctricas propuestas.

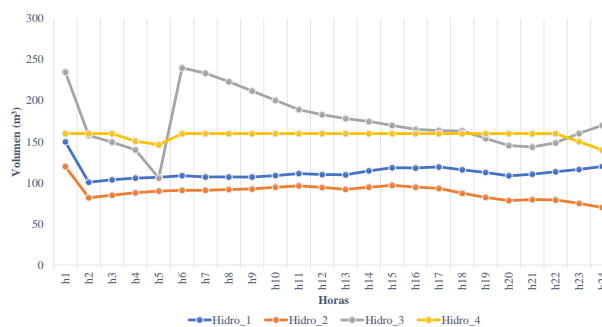


Figura 9. Evolución del volumen de unidades hidroeléctricas– Caso 1

La Figura 9 muestra una variación significativa del volumen de la unidad hidroeléctrica 3 a largo del tiempo, lo que sobrelleva a que exista un mayor aporte de energía de la unidad de generación aguas abajo (Hidro_4), lo cual se ratifica en la Tabla 10. Mientras que los volúmenes de las unidades restantes se mantienen constantes, garantizando una entrega estable de energía hidroeléctrica

en la cadena de centrales que se encuentran en cascada, lo cual a su vez minimizarán el impacto en el costo marginal del sistema. La Tabla 11 muestra los volúmenes promedio de las unidades de generación hidráulica, los cuales se encuentran dentro de los límites establecidos en la modelación.

Tabla 11. Cota promedio – Caso 1.

	Prom. Vol. (m ³)	V. max (m ³)	V. min (m ³)
Hidro_1	112.77	150	80
Hidro_2	89.23	120	60
Hidro_3	175.33	240	100
Hidro_4	157.82	160	70

Complementario a lo antes descrito, también se analiza el caudal turbinado por unidad de generación hidroeléctrica, lo cual se ilustra en la Figura 10.

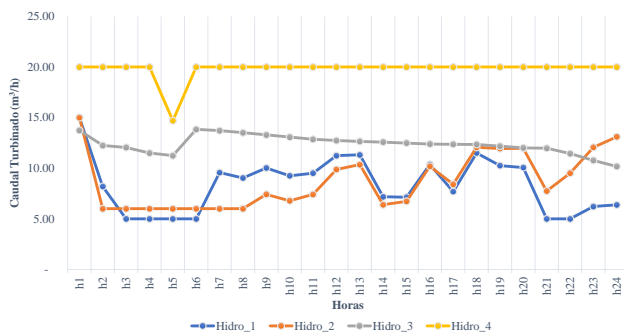


Figura 10. Evolución del caudal turbinado – Caso 1

La Figura 10 muestra que las unidades hidráulicas que se encuentran aguas arriba (Hidro_1 e Hidro_2) regulan el caudal a turbinarse aguas abajo (Hidro_3 e Hidro_4) permitiendo que en estas últimas se mantenga un caudal de turbinamiento sin mayor volatilidad, este trabajo conjunto que se asocia también con la producción de los generadores térmicos, se le conoce como coordinación hidrotérmica. Los caudales de turbinamiento promedio se muestran en la

Tabla 12, donde se observa que los mismos no sobre pasan sus límites.

Tabla 12. Caudal de turbinamiento promedio – Caso 1.

	Prom. Q. (m ³ /h)	Q. max (m ³ /h)	Q. min (m ³ /h)
Hidro_1	8.33	15	5
Hidro_2	8.71	15	6
Hidro_3	12.38	30	10
Hidro_4	19.78	20	6

Finalmente se evalúan los costos operativos del sistema, la Figura 11 presenta los costos resultantes del modelo por tipo de tecnología y por unidad de generación.

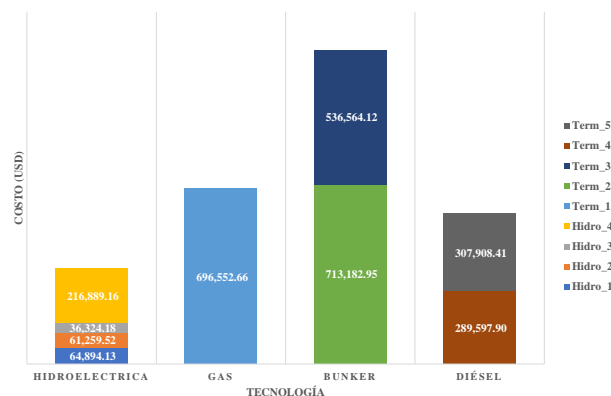


Figura 11. Costo por unidad de generación – Caso 1.

Los costos descritos en la Figura 11 permiten señalar que la mayoría de ellos son generados por las unidades térmicas, sobresaliendo las que usan Bunker, en la Tabla 13 se muestra el totalizado de costos por tecnología definiendo los porcentajes correspondientes.

Tabla 13. Costos por tecnología – Caso 1.

	COSTO (USD)	%
HIDRO	379,366.99	13%
GAS	696,552.66	24%
BUNKER	1,249,747.06	43%
DIÉSEL	597,506.31	20%
TOTAL	2,923,173.03	

La Tabla 13 ratifica que el gran porcentaje del costo proviene de la producción de electricidad de las unidades térmicas, destacándose el costo de las unidades de generación con bunker, el cual llega a un 43%, mientras que el costo de las unidades hidráulicas alcanza a penas el 13% del total del costo.

5.2 Caso dos

Este caso conlleva a tener un escenario hidrológico alto, por tanto, el caudal de entrada se incrementa en un 30% adicional, obteniéndose el despacho hidrotérmico correspondiente que se muestra en la Figura 12, los valores se encuentran en la Tabla 14.

Tabla 14. Despacho Hidrotérmico – Caso 2.

Potencia (MW)				
	Hidro	Gas	Bunker	Diésel
h1	587.76	341.19	206.05	140.00
h2	479.95	400.00	306.05	140.00
h3	465.92	355.60	228.48	140.00
h4	439.40	295.60	230.00	140.00
h5	415.41	280.00	294.59	140.00
h6	485.41	340.00	394.59	140.00
h7	530.91	400.00	494.59	189.50
h8	522.41	400.00	594.59	200.00
h9	540.21	400.00	660.00	252.79
h10	536.00	400.00	700.00	200.00
h11	544.73	400.00	700.00	225.27
h12	558.87	400.00	700.00	296.13
h13	557.62	400.00	700.00	229.38
h14	533.15	400.00	647.85	170.00
h15	537.79	400.00	639.21	140.00
h16	562.00	400.00	700.00	140.00
h17	545.88	400.00	684.71	154.40
h18	569.60	400.00	700.00	234.40
h19	561.35	400.00	700.00	157.65
h20	560.76	400.00	620.82	203.43
h21	530.26	355.92	520.82	140.00
h22	532.51	368.67	420.82	140.00
h23	549.34	400.00	355.66	140.00
h24	514.10	400.00	305.90	140.00

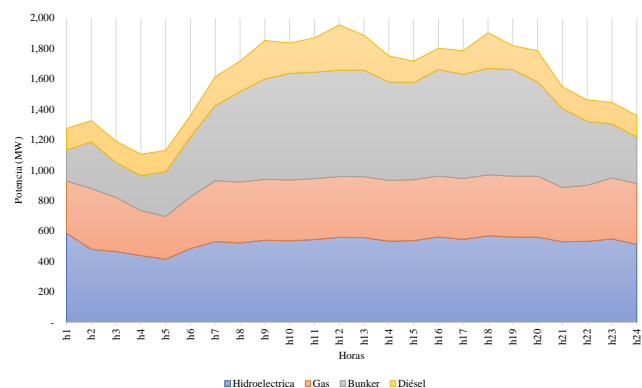


Figura 12. Despacho Hidrotérmico – Caso 2.

A fin de mostrar el aporte energético, los valores establecidos en la Tabla 14, se procede a realizar la ilustración de la Figura 13.

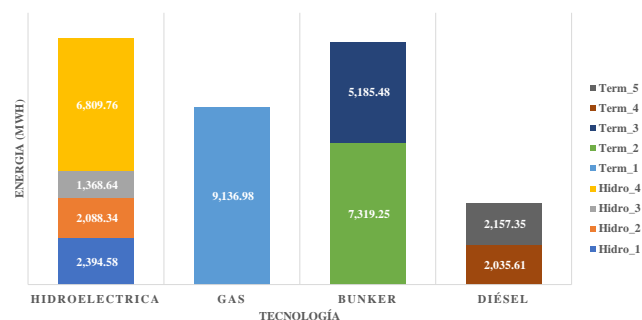


Figura 13. Energía por unidad de generación – Caso 2

La Figura 13 avala que en un escenario lluvioso el aporte de las unidades hidroeléctricas se incrementa, llegando a tener un aporte similar a las unidades térmicas que usan bunker, en tal sentido, en la Tabla 15 se determina la energía totalizada para determinar el porcentaje de energía entregada por cada tecnología.

Tabla 15. Energía despachada – Caso 2.

	ENERGÍA (MWH)	%
HIDRO	12,661.33	33%
GAS	9,136.98	24%
BUNKER	12,504.74	32%
DIÉSEL	4,192.96	11%
TOTAL	38,496.00	

Como era de esperarse, la Tabla 15 avala que en un escenario de alta hidrología el aporte hidroeléctrico reduciendo el aporte térmico, permitiendo implícitamente reducir la actuación de generación ineficiente. Para este caso, al igual que en el caso anterior, es importante evaluar el comportamiento de las unidades que se encuentran en cascada, es así que en la Figura 14 se ilustra la evolución del volumen de los embalses.

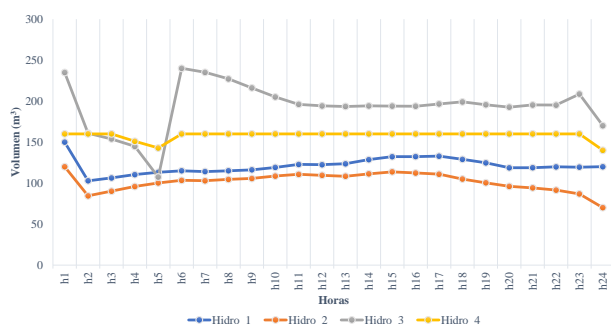


Figura 14. Evolución del volumen de unidades hidroeléctricas– Caso 2.

A comparación del Caso 1, se puede observar de la Figura 14 que los volúmenes de las unidades hidroeléctricas mantienen su estabilidad e incluso mantienen cuotas más altas a comparación de anterior caso, lo que permite una mejor regulación para el abastecimiento económico y energético de la demanda. Así mismo, la Tabla 16 muestra los volúmenes promedio de las unidades hidroeléctricas, los cuales se encuentran dentro de los límites establecidos en la modelación.

Tabla 16. Cota promedio – Caso 2

	Prom. Vol. (m³)	V. max (m³)	V. min (m³)
Hidro_1	121.11	150	80
Hidro_2	101.48	120	60
Hidro_3	193.47	240	100
Hidro_4	158.07	160	70

La Tabla 16 ratifica que, con una hidrología alta, la coordinación hidrotérmica permite que las cotas de los embalses suban y puedan almacenar mayor energía para períodos donde exista escases del recurso hídrico, dicho aspecto también repercutirá en el costo marginal del sistema.

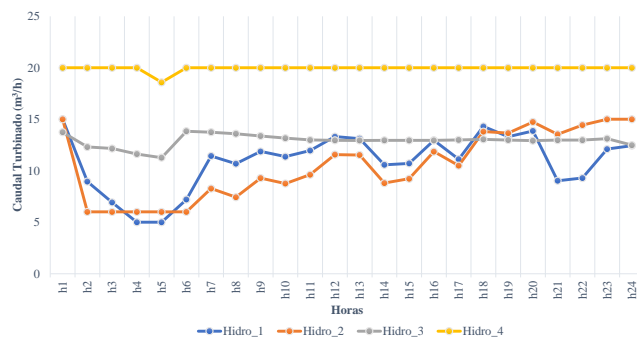


Figura 15. Evolución del caudal turbinado – Caso 2.

La Figura 15 asegura que, en un escenario de alta hidrología, el caudal turbinado por unidades hidráulicas que se encuentran aguas arriba (Hidro_1 e Hidro_2) se incrementa, lo que conlleva a una mayor entrega de energía de toda la cadena, permitiendo además que, el caudal que se turбина aguas abajo (Hidro_3 e Hidro_4) garantice estabilidad en la energía entregada minimizando sustancialmente la variabilidad de la potencia de salida. Los caudales de turbinamiento promedio se muestran en la Tabla 17, de lo cual se observa que los mismo no sobre pasan sus límites.

Tabla 17. Caudal de turbinamiento promedio – Caso 2.

	Prom. Q. (m³/h)	Q. max (m³/h)	Q. min (m³/h)
Hidro_1	10.90	15	5
Hidro_2	10.50	15	6
Hidro_3	12.92	30	10
Hidro_4	19.94	20	6

Al igual que el caso inicial, se procede por último a analizar los costos operativos del sistema, la Figura 16 presenta los costos resultantes del modelo por tipo de tecnología y por unidad de generación.

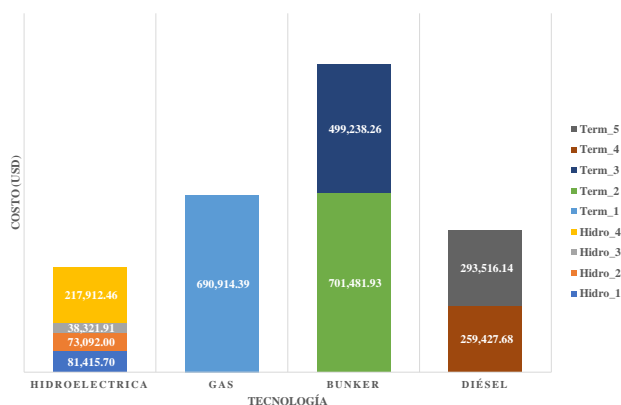


Figura 16. Costo por unidad de generación – Caso 2

Los costos establecidos en la Figura 16 ratifican nuevamente que la mayoría de ellos son generados por las unidades térmicas, sobresaliendo las que usan Bunker, sin embargo, en la globalidad el costo se reduce dado el incremento del aporte de la generación hidroeléctrica. En la Tabla 18 se muestra el totalizado de costos por tecnología definiendo los porcentajes correspondientes

Tabla 18. Costos por tecnología – Caso 2.

	COSTO (USD)	%
HIDRO	410,742.07	14%
GAS	690,914.39	24%
BUNKER	1,200,720.18	41%
DIÉSEL	552,943.82	19%
TOTAL	2,855,320.47	

Los valores mostrados en la Tabla 18 confirman que bajo un escenario de alta hidrología la generación hidroeléctrica sustituye generación ineficiente, para el caso de análisis, este efecto se ve en la reducción de los costos producidos por los

generadores térmicos que usan bunker y diésel a comparación del caso inicial, además este efecto es trasladado en el costo total produciendo un decremento del costo total operativo del aproximadamente 67 mil dólares.

5.3 Caso tres

La modelación de este escenario se sustenta en un escenario seco, lo que se logra con una reducción del 30% de los caudales que ingresan en las unidades hidroeléctricas. Al aplicar este supuesto, se obtiene el despacho hidrotérmico que se detalla en la Tabla 19 y que se ilustra en la Figura 17.

Tabla 19. Despacho Hidrotérmico – Caso 3.

Potencia (MW)				
	Hidro	Gas	Bunker	Diésel
h1	587.76	340.00	207.24	140.00
h2	440.13	400.00	307.24	178.63
h3	437.34	346.17	266.49	140.00
h4	429.22	286.17	249.61	140.00
h5	403.69	280.00	306.31	140.00
h6	444.96	340.00	406.31	168.72
h7	459.96	400.00	506.31	248.72
h8	423.30	400.00	606.31	287.39
h9	433.72	400.00	679.61	339.66
h10	416.34	400.00	700.00	319.66
h11	416.32	400.00	700.00	353.68
h12	441.88	400.00	700.00	413.12
h13	438.84	400.00	700.00	348.16
h14	382.84	400.00	700.00	268.16
h15	378.84	400.00	700.00	238.16
h16	428.43	400.00	700.00	273.57
h17	412.45	400.00	700.00	272.55
h18	454.82	400.00	700.00	349.18
h19	429.74	400.00	700.00	289.26
h20	430.21	400.00	700.00	254.79
h21	372.21	400.00	600.00	174.79
h22	392.01	400.00	525.19	144.79
h23	395.31	400.00	509.69	140.00
h24	395.55	400.00	424.45	140.00

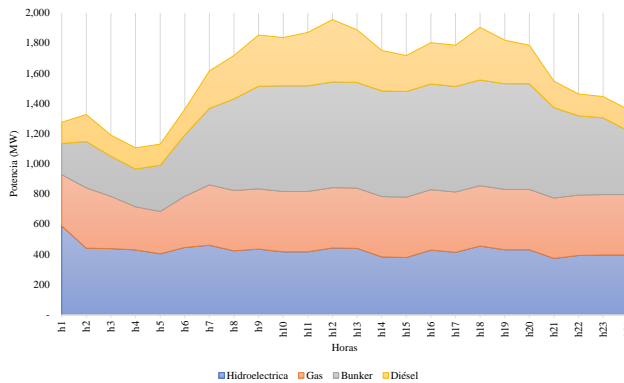


Figura 17. Despacho Hidrotérmico – Caso 3.

De la Figura 17 se observa que efectivamente existe una disminución de la energía entregada por los generadores hidroeléctricos, compensando esta reducción los generadores térmicos que usan bunker y diésel. Lo descrito se puede observar en la Tabla 20 y en la Figura 18.

Tabla 20. Energía despachada – Caso 3.

	ENERGÍA (MWH)	%
HIDRO	10,245.83	27%
GAS	9,192.34	24%
BUNKER	13,294.79	35%
DIÉSEL	5,763.05	15%
TOTAL	38,496.00	

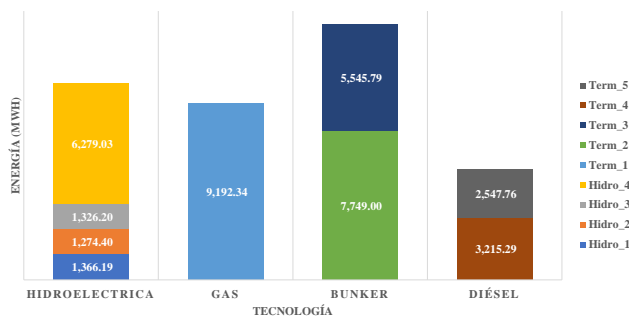


Figura 18. Energía por unidad de generación – Caso 3

Los resultados presentados en la Figura 18 y en la Tabla 20 corrobora que en un escenario seco el aporte de las unidades

hidroeléctricas se reduce, el cual es compensado por el aporte de las unidades térmicas que usan bunker y diésel. De forma similar a lo desarrollado en los anteriores casos, se evalúa el comportamiento de las unidades que se encuentran en cascada, es así que en la Figura 19 se ilustra la evolución del volumen de los embalses.

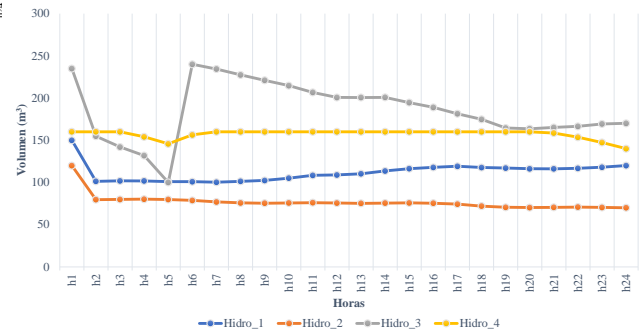


Figura 19. Evolución del volumen de unidades hidroeléctricas– Caso 3.

De la Figura 19 se puede señalar que la coordinación hidrotérmica permite que las unidades de generación hidroeléctrica que se encuentran aguas arriba (Hidro_1 e Hidro_2) aprovechan al máximo el caudal turbinado de forma que puedan mantener las cotas de los embalses y además entreguen la mayor cantidad de energía posible las unidades hidroeléctricas aguas abajo (Hidro_3 e Hidro_4) para minimizar el impacto en el costo y a su vez en el costo marginal. La Tabla 21 muestra los volúmenes promedio de las unidades hidroeléctricas, los cuales se encuentran dentro de los límites establecidos en la modelación.

Tabla 21. Cota promedio – Caso 3.

	Prom. Vol. (m³)	V. max (m³)	V. min (m³)
Hidro_1	111.75	150	80
Hidro_2	76.84	120	60
Hidro_3	185.34	240	100
Hidro_4	157.31	160	70

Efectivamente, la Tabla 21 fortalece lo indicado anteriormente, es decir que el modelo permite mantener cotas dentro de los límites establecidos y maximiza el uso de este tipo de energía para minimizar el impacto en los costos marginales del sistema.

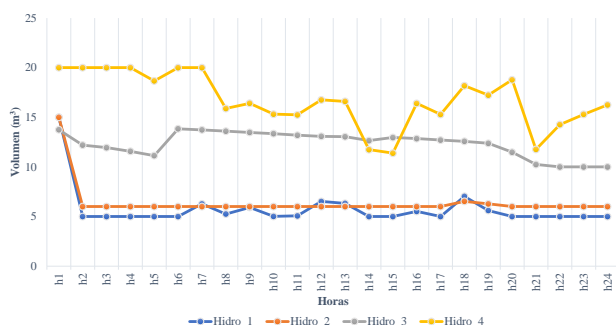


Figura 20. Evolución del caudal turbinado – Caso 3.

La Figura 20 valida que, en un escenario seco, el caudal turbinado por unidades hidráulicas que se encuentran aguas arriba (Hidrp_1 e Hidro_2) este reducido, pero la interacción de toda la cadena de centrales hidroeléctricas en cascada, permite optimizar el caudal turbinado y las cotas de las unidades hidroeléctricas aguas abajo (Hidro_3 e Hidro_4) permitiendo de esa forma optimizar la producción de energía cumpliendo con las restricciones hidráulicas impuestas. Los caudales de turbinamiento promedio se muestran en la Tabla 22, de lo cual se observa que los mismo no sobre pasan sus límites.

Tabla 22. Caudal de turbinamiento promedio – Caso 3.

	Prom. Q. (m³/h)	Q. max (m³/h)	Q. min (m³/h)
Hidro_1	5.77	15	5
Hidro_2	6.41	15	6
Hidro_3	12.32	30	10
Hidro_4	16.72	20	6

Por último, se analiza los costos producidos bajo el escenario seco, en tal

sentido, la Figura 21 presenta los costos resultantes del modelo por tipo de tecnología y por unidad de generación.

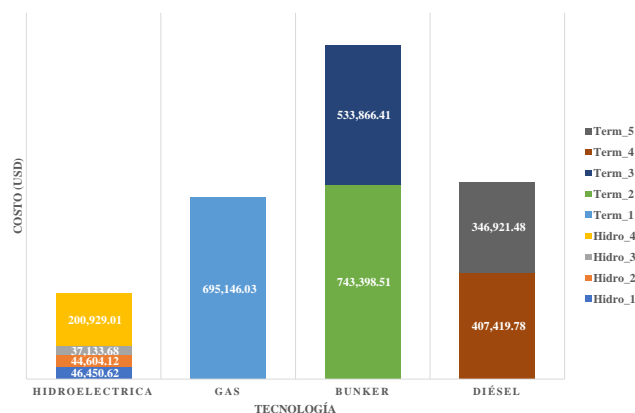


Figura 21. Costo por unidad de generación – Caso 3.

Los costos establecidos en la Figura 21 muestran claramente un incremento en la los costos generados por las unidades térmicas, sobresaliendo las que usan Bunker y Diésel, todo esto ocurre por el escenario seco que se analiza. En la Tabla 23 se muestra el totalizado de costos por tecnología definiendo los porcentajes correspondientes.

Tabla 23. Costos por tecnología – Caso 3.

	COSTO (USD)	%
HIDRO	329,117.43	11%
GAS	695,146.03	24%
BUNKER	1,277,264.92	44%
DIÉSEL	754,341.26	26%
TOTAL	3,055,869.64	

La Tabla 23 ratifica que el costo operativo se incrementa a comparación de los dos casos anteriores en un valor aproximado a los 132 mil dólares a comparación del caso inicial, sin embargo, la optimización realizada de los embalses el caudal turbinado en horas de alta demanda permitirá que el costo marginal no se incremente súbitamente

perjudicando la operatividad económica del sistema, lo señalado se abordará en el siguiente numeral.

5.4 Análisis comparativo

El análisis comparativo que se desarrollará de los casos analizados considerará tres factores importantes asociados a: i) Los aportes energéticos; ii) Costos Operativos; y, iii) Costos marginales en el corto plazo. Por lo expuesto, la comparación de los aportes energéticos se muestra Figura 22.

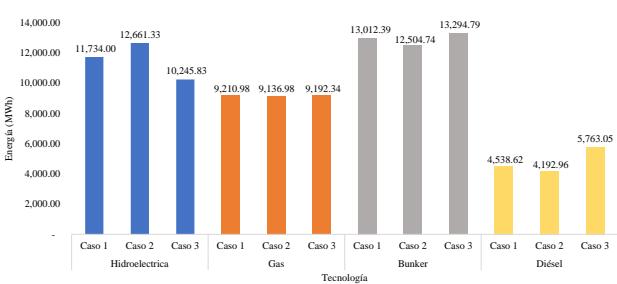


Figura 22. Comparativo de aportes energético por caso.

De la Figura 22 se puede señalar que entre los casos propuestos existe variaciones importantes dependiendo del escenario hidrológico simulado, para realizar el análisis pormenorizado se usara la Tabla 24.

Tabla 24. Comparativo de aportes energético por caso.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Hidro (MWh)	11,734.00	12,661.33	10,245.83
Var %		8%	-13%
Gas (MWh)	9,210.98	9,136.98	9,192.34
Var %		-1%	-0.2%
Bunker (MWh)	13,012.39	12,504.74	13,294.79
Var %		-4%	2%
Diésel (MWh)	4,538.62	4,192.96	5,763.05
Var %		-8%	27%

Del resumen establecido en la Tabla 24, puede señalar que, para el caso 2 (escenario de hidrología alta) un

incremento de energía hidroeléctrica produce una reducción en el aporte energético de los generadores térmicos que usan bunker y diésel; mientras que para el caso 3 (escenario de hidrología seca), un decremento de energía hidroeléctrica produce un incremento sustancial en el aporte energético de los generadores térmicos que usan diésel. Esta asignación de energía entre los diferentes casos produce costos operativos asociados, los cuales son ilustrados en la Figura 23.

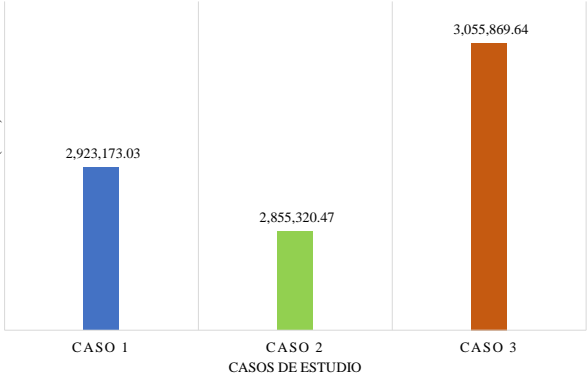


Figura 23. Comparativo de costos operativos por caso.

La Figura 23 muestra que, para los casos 2 y 3, a pesar de que existe un mismo porcentaje para el incremento y reducción de los caudales respectivamente, los costos asociados no son reducidos o incrementados linealmente. El detalle pormenorizado de variación se muestra en la Tabla 25.

Tabla 25. Comparativo de costos operativos por caso.

	COSTO (USD)	% VAR
CASO 1	2,923,173.03	
CASO 2	2,855,320.47	-2.3%
CASO 3	3,055,869.64	4.5%

De la Tabla 25 se puede señalar que en un escenario de hidrología alta el costo operativo se reduce el costo operativo en 2,3% a comparación del caso 1, mientras

que en el caso de un escenario seco el costo se incrementa 4.5% a comparación del caso 1. Sin embargo, es importante señalar que, a pesar de estas variaciones lo que persigue la optimización del recurso hidroeléctricos modelado en cascada y con embalse es minimizar la volatilidad de los costos marginales de corto plazo, señal importante para que, en un mercado competitivo de energía, la demanda no sea perjudicada, por lo citado, en la Figura 24 se muestra los costos marginales en cada período obtenidos para cada caso.

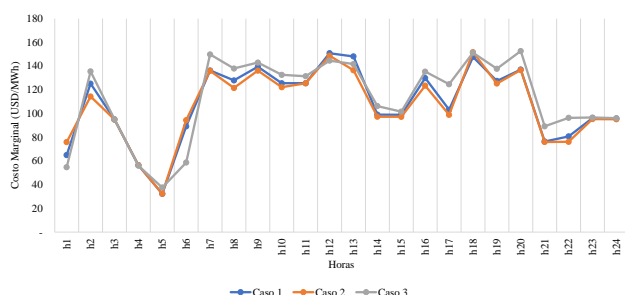


Figura 24. Comparativo de costos marginales por caso.

De la Figura 24 se puede ratificar la hipótesis planteada, es decir que la adecuada optimización de las centrales de generación hidroeléctrica que se encuentran en cascada y mantiene almacenamiento de energía a través de los embalses, reducen la variación sustancial de los costos marginales, dado que el problema de optimización considera el valor del agua en el abastecimiento económico de la demanda. El costo marginal promedio por caso de análisis se presenta en la Tabla 26.

Tabla 26. Comparativo de costos marginales promedio.

	CMG (USD/MWh)
CASO 1	108.67
CASO 2	106.97
CASO 3	112.73

De la Tabla 26 se muestra que los costos marginales promedio tienen una variación del 2% a comparación del caso base, lo que confirma que el modelo cumple con el objetivo de reducir la variación de los costos marginales a pesar de que el costo operativo tienda a incrementarse sustancialmente.

Finalmente, es importante citar que, en mercados competitivos, el costo marginal es una señal importante para incorporar nueva generación, por tanto, costos marginales altos podrían causar una sobre inversión inadecuada para el sistema y cuyos costos serán trasladados a la demanda. Adicional a lo mencionado, en mercados desregulados, los costos marginales sirven para el establecimiento de tarifas diferenciadas para las empresas de distribución, por tanto, en el caso de tener costos marginales altos por una inadecuada modelación de los sistemas hidroeléctricos, causarán problemas de tipo social por las imposiciones de valores económicos para la demanda encareciendo el mercado a través del incremento de la tarifa a usuario final.

6 Conclusiones

Una vez finalizado el trabajo investigativo y al analizar los resultados obtenidos de la modelación se puede describir las siguientes conclusiones.

- La investigación realizada, ha desarrollado un modelo de optimización que ha sido resuelto mediante la programación no lineal y que sirve para determinar despacho económico hidrotérmico de unidades de generación, tomando en cuenta las condiciones técnicas de la generación térmica e hidráulica, para este último tipo de tecnología se ha modelado la incorporación de generadores que se encuentran ubicados en cascada en

una misma cuenca fluvial y que tienen embalses como medio de regulación.

- La optimización propuesta minimiza los costos operacionales del sistema de generación, los cuales son resultado de las funciones de costos de cada uno de los generados modelados, consecuencia de lo cual, se determina la potencia horaria a ser despachada por los generadores tanto térmicos como hidráulicos durante un periodo de 24 horas, considerando restricciones para: el abastecimiento de la demanda; las características físicas de los generadores; y, el análisis de sistemas hidroeléctrico en cascada. Los resultados han sido sustentados y descritos en la sección referente al análisis de resultados.
- Los casos simulados han permitido evaluar el modelo bajo diferentes escenarios hidrológicos, de los cuales se concluye que, los costos del sistema no obedecen de forma lineal ante una variación constate en los caudales de ingreso, es así que, con un incremento del 30 % en los caudales de las centrales hidroeléctricas el costo operativo se redujo en aproximadamente 67 mil dólares. Mientras que en el caso 3, con una reducción de igual proporción en los caudales, el costo se incrementó en aproximadamente 132 mil dólares.
- Así mismo se puede señalar que al modelar los casos de estudio, se observa que ante una reducción de la energía entregada por los generadores hidroeléctricos se modifica sustancialmente la producción de las centrales térmicas, en particular las que usan diésel incrementado su producción

un 27% a comparación del caso inicial.

- A pesar de los resultados descritos, según el marco conceptual se señala que la modelación de los generadores hidroeléctricos en cascada y con embalse, permiten que los costos marginales del sistema no sean volátiles y se incrementen súbitamente, lo cual ha sido demostrado en la sección sobre análisis comparativos del presente documento. Es necesario recordar que el costo marginal en mercados competitivos sirve como señal para realizar nuevas inversiones en la actividad de generación y transmisión, así como sirven para el establecimiento de tarifas, por tanto, una inadecuada modelación de los sistemas hidrotérmicos podría causar una sobre inversión o sobrecostos en el mercado eléctrico.

6.1 Trabajos futuros

La investigación puede generar nuevos ámbitos de análisis en los siguientes tópicos:

- Programación de corto plazo de sistemas hidrotérmicos utilizando la técnica de optimización de enjambres de partículas.
- Modelación de sistemas hidrotérmicos para resolver un problema de optimización multiobjetivo para optimizar las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Despacho económico dinámico multirregional de sistemas con energías renovables incorporando centrales hidroeléctricas con embalse.
- Despacho económico optimizado autónomo de la generación hidroeléctrica en microrredes.

- Despacho económico hidrotérmico limitado para la prevención de apagones.
- Estrategia de despacho colaborativo basada en metaheurística para sistemas de energía interconectados.

7 Referencias

- [1] X. Kong, J. Xiao, D. Liu, J. Wu, C. Wang, and Y. Shen, "Robust stochastic optimal dispatching method of multi-energy virtual power plant considering multiple uncertainties," *Appl. Energy*, vol. 279, no. July, p. 115707, 2020.
- [2] M. Ali, M. Assili, and A. Hajizadeh, "Multi-Objective Hydrothermal Generation Scheduling and Fuel Dispatch Management considering Liquid Fuel Dispatch Network Modeling," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 187, no. April, p. 106436, 2020.
- [3] F. Yiwei *et al.*, "Research on joint optimal dispatching method for hybrid power system considering system security," vol. 238, no. August 2018, pp. 147–163, 2019.
- [4] M. Basu, "Economic environmental dispatch of solar-wind-hydro-thermal power system," *Reinf. Plast.*, vol. 30, no. September, pp. 107–122, 2019.
- [5] M. Basu, "Multi-area dynamic economic emission dispatch of hydro-wind-thermal power system," *Reinf. Plast.*, vol. 28, no. March, pp. 11–35, 2019.
- [6] L. Ju, L. Huang, H. Lin, H. Li, and Z. Tan, "An interactive dispatching strategy for micro energy grids considering multi-energy flexible conversion based on the three-level optimization perspective," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 64, no. February 2020, p. 102504, 2021.
- [7] J. Wang, W. Huang, G. Ma, and S. Chen, "Electrical Power and Energy Systems An improved partheno genetic algorithm for multi-objective economic dispatch in cascaded hydropower systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 67, pp. 591–597, 2015.
- [8] X. Liao, J. Zhou, R. Zhang, and Y. Zhang, "Electrical Power and Energy Systems An adaptive artificial bee colony algorithm for long-term economic dispatch in cascaded hydropower systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 43, no. 1, pp. 1340–1345, 2012.
- [9] K. Wu, Q. Li, J. Lin, Y. Yi, Z. Chen, and M. Chen, "Fast distributed Lagrange dual method based on accelerated gradients for economic dispatch of microgrids," *Energy Reports*, vol. 6, pp. 640–648, 2020.
- [10] M. Basu, "Engineering Applications of Artificial Intelligence Multi-region dynamic economic dispatch of solar – wind – hydro – thermal power system incorporating pumped hydro energy storage ☆," *Eng. Appl. Artif. Intell.*, vol. 86, no. September, pp. 182–196, 2019.
- [11] X. Yuan, B. Ji, Z. Chen, and Z. Chen, "A novel approach for economic dispatch of hydrothermal system via gravitational search algorithm," *Appl. Math. Comput.*, vol. 247, pp. 535–546, 2014.
- [12] D. A. Tejada-arango, S. Wogrin, A. S. Siddiqui, and E. Centeno, "Opportunity cost including short-term energy storage in hydrothermal dispatch models using a linked representative periods approach," *Energy*, vol.

- 188, p. 116079, 2019.
- [13] Y. Zhang, C. Cheng, R. Cao, G. Li, J. Shen, and X. Wu, "Multivariate probabilistic forecasting and its performance 's impacts on long-term dispatch of hydro-wind hybrid systems," *Appl. Energy*, vol. 283, no. December 2020, p. 116243, 2021.
 - [14] G. C. Godinho and D. A. Lima, "Security of power supply in hydrothermal systems: Assessing minimum storage requisites for hydroelectric plants," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 188, no. June, p. 106523, 2020.
 - [15] R. B. N. M. Pinheiro, A. R. Balbo, and L. Nepomuceno, "Electrical Power and Energy Systems Solving network-constrained nonsmooth economic dispatch problems through a gradient-based approach," *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 113, no. November 2018, pp. 264–280, 2019.
 - [16] K. Lobo and M. Santos, "Modeling and Simulation of Hydroelectric Projects with Reservoirs," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 17, no. 10, pp. 1588–1597, 2019.
 - [17] I. Wangensteen, A. Botterud, and N. Flatabø, "Power System Planning and Operation in International Markets — Perspectives From the Nordic Region and Europe," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 93, no. 11, 2005.
 - [18] H. Selanduray and M. H. Boosroh, "Power plant optimization in a regulated environment electricity supply industry: A least cost generation approach," in *2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference*, 2008, pp. 1245–1250.
 - [19] B. E. B. Xavier, D. A. V. Gonçalves, B. H. Dias, and B. S. M. C. Borba, "Electricity Auction Simulation Platform for Learning Competitive Energy Markets," *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, p. 625, 2008.
 - [20] G. C. Lazaroiu, V. Dumbrava, M. Costoiu, and M. Roscia, "Game theory and competitive aspects in electricity markets," *Conf. Proc. - 2017 17th IEEE Int. Conf. Environ. Electr. Eng. 2017 1st IEEE Ind. Commer. Power Syst. Eur. IEEEIC / I CPS Eur. 2017*, pp. 1–6, 2017.
 - [21] W. S. Sifuentes Rosales, *Despacho Económico Activo-reactivo de Corto Plazo Multiembalse Multinodal. Aplicación de Técnicas de Descomposición*, no. August 2006. 2006.
 - [22] N. Mazzi, A. Lorenzoni, S. Rech, and A. Lazzaretto, "Electricity auctions: A European view on markets and practices," *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2015-Augus, 2015.
 - [23] J. M. Arroyo and A. J. Conejo, "Multiperiod auction for a pool-based electricity market," in *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491)*, 2003, vol. 4, p. 2611.
 - [24] U. Fragomeni, "Direct Method to Multi-Area Economic Dispatch," *IEEE Trans. Power Syst.*, no. 4, pp. 1–5, 2012.
 - [25] A. Arce, T. Ohishi, and S. Soares, "Optimal dispatch of generating units of the Itaipu hydroelectric plant," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 1, pp. 154–158, 2002.
 - [26] A. Ayub, "Planeación de la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia," *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, 1999.
 - [27] J. Zarnikau, "Successful renewable

- energy development in a competitive electricity market: A Texas case study,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 7, pp. 3906–3913, 2011.
- [28] M. Bagherpour, “Evaluation of margining solutions for the power market spot products,” *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, 2014.
- [29] G. Salazar and V. Hinojosa, “Licitaciones De Energía Eléctrica Y Teoría De Subastas,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 3, no. 1, pp. 16–26, 2007.
- [30] A. Gómez Expósito, A. J. Conejo, and C. Cañizares, *Electric energy systems: analysis and operation*. 2009.
- [31] P. Moreno and E. M. Garcia Torres, “Gestión energética mediante procesos estocásticos para la respuesta a la demanda,” Universidad Politecnica Salesiana, 2017.
- [32] C. A. Vicente Sarango and E. M. Garcia Torres, “Gestión y optimización del consumo de energía eléctrica residencial usando series de tiempo,” Universidad Politecnica Salesiana, 2015.
- [33] X. Guan, E. Ni, R. Li, and P. B. Luh, “An optimization-based algorithm for scheduling hydrothermal power systems with cascaded reservoirs and discrete hydro constraints,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 4, pp. 1775–1780, 1997.
- [34] H. Yan, P. B. Luh, X. Guan, and P. M. Rogan, “Scheduling of hydrothermal power systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 3, pp. 1358–1365, 1993.
- [35] E. S. Huse, I. Wangenstein, and H. H. Faanes, “Thermal power generation scheduling by simulated competition,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 2, pp. 472–477, 1999.
- [36] G. B. Sheble and G. N. Fahd, “Unit commitment literature synopsis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 1, pp. 128–135, 1994.
- [37] E. E. Rego, C. de Oliveira Ribeiro, O. L. do Valle Costa, and L. L. Ho, “Thermoelectric dispatch: From utopian planning to reality,” *Energy Policy*, vol. 106, pp. 266–277, 2017.
- [38] G. W. Chang *et al.*, “Experiences with mixed integer linear programming based approaches on short-term hydro scheduling,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 16, no. 4, pp. 743–749, 2001.
- [39] Statkraft, “Energía hidroeléctrica,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, p. 2, 2015.
- [40] A. Mehmood, A. Waqas, and H. Tahira, *Economic viability of solar photovoltaic water pump for sustainable agriculture growth in Pakistan*, vol. 2, no. 10. Elsevier Ltd., 2015.
- [41] J. Hansen, A. Somani, Y. Sun, and Y. Zhang, “Auction design for power markets based on standardized contracts for energy and reserves,” in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016, pp. 1–5.
- [42] W. G. Wood, “Spinning Reserve Constrained Static and Dynamic Economic Dispatch,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-101, no. 2, pp. 381–388, 1982.
- [43] K. P. Wong and K. Doan, “A recursive economic dispatch algorithm for assessing the costs of thermal generator schedules,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 2, pp. 577–583, 1992.
- [44] N. Alguacil and A. J. Conejo, “Multiperiod optimal power flow

- using Benders decomposition,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 15, no. 1, pp. 196–201, 2000.
- [45] F. Gagliardi, A. Calabro, F. Rossi, and P. Rostirolla, “Hydrothermal dispatching and estimate of pollution,” *Math. Comput. Simul.*, vol. 24, no. 2, pp. 185–193, 1982.
- [46] M. Xiangping, Z. Huaguang, and T. Wanyu, “A hybrid method of GA and BP for short-term economic dispatch of hydrothermal power systems,” *Math. Comput. Simul.*, vol. 51, no. 3, pp. 341–348, 2000,.
- [47] J. P. S. Catalão, H. M. I. Pousinho, and V. M. F. Mendes, “Hydro energy systems management in Portugal: Profit-based evaluation of a mixed-integer nonlinear approach,” *Energy*, vol. 36, no. 1, pp. 500–507, 2011.
- [48] C. K. Pang and H. C. Chen, “Optimal short-term thermal unit commitment,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 95, no. 4, pp. 1336–1346, 1976.
- [49] C. Wang and S. M. Shahidehpour, “Ramp-rate limits in unit commitment and economic dispatch incorporating rotor fatigue effect,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 3, pp. 1539–1545, 1994.
- [50] J. Sebastian and G. Betancourt, “Operación Óptima de una Cadena de Plantas Hidráulicas de Generación con Embalses,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, pp. 2–54, 2014.
- [51] C. Crampes and M. Moreaux, “Water resource and power generation,” *Int. J. Ind. Organ.*, vol. 19, no. 6, pp. 975–997, 2001.
- [52] E. Xi, X. Guan, and R. Li, “Scheduling hydrothermal power systems with cascaded and head-dependent reservoirs,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 3, pp. 1127–1132, 1999.
- [53] M. Shahidehpour, H. Yamin, and Z. Li, *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management*, First. 2008.
- [54] MERNNR, “Plan Maestro de Electricidad 2019-2027,” *Minist. Energía y Recur. No Renov.*, p. 390, 2019, [Online]. Available: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>.
- [55] L. Bayón, J. M. Grau, M. M. Ruiz, and P. M. Suárez, “The Exact Solution of the Environmental / Economic Dispatch Problem,” *IEEE Trans. Power Syst.*, no. October 2014, 2012.
- [56] OLADE, “Procesos competitivos para el financiamiento de proyectos de energías renovables,” *J. Electr. Syst. Inf. Technol.*, 2020.

7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 27. Matriz de estado del arte

OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO MULTIHORARIO MEDIANTE LA INCORPORACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN UNA MISMA CUENCA FLUVIAL																									
ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA						
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho hidrotérmico	Modelamiento de centrales hidroeléctrica en cascada y centrales térmicas	Costos de operativos del sistema	Abastecimiento de la demanda en múltiples periodos	Costos marginales en el corto plazo	Modelo de optimización hidrotérmico	Reducción de costos operativos del sistema	Optimización de los generadores hidroeléctricos en cascada	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Características técnicas de los generadores modelados	Balance entre la demanda y el suministro	Restricciones técnicas de los generadores térmicos e hidráulicos	Restricciones de las centrales hidroeléctricas por su disposición en cascada	Datos técnicos y económicos de los diferentes tipos de generadores	Determinación de la demanda multihorario a ser abastecida	Minimización de costos de operativos	Despacho hidrotérmico	Modelo de optimización para el despacho hidrotérmico	Evaluación energética y de costos para diferentes escenarios hidrológicos	Determinación de la potencia despachada	Evaluación de los costos marginales de corto plazo resultantes	
1	2020	Robust stochastic optimal dispatching method of multi-energy virtual power plant considering multiple uncertainties	7	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>							<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
2	2020	Multi-Objective Hydrothermal Generation Scheduling and Fuel Dispatch Management considering Liquid Fuel Dispatch Network Modeling	4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>									<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
3	2019	Research on joint optimal dispatching method for hybrid power system considering system security	17	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>									<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
4	2019	Economic environmental dispatch of solar-wind-hydro-thermal power system	10	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
5	2019	Multi-area dynamic economic emission dispatch of hydro-wind-thermal power system	12	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
6	2021	An interactive dispatching strategy for micro energy grids considering multi-energy flexible conversion based on the three-level optimization perspective	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
7	2015	Electrical Power and Energy Systems An improved partheno genetic algorithm for multi-objective economic dispatch in cascaded hydropower systems	30	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
8	2012	Electrical Power and Energy Systems An adaptive artificial bee colony algorithm for long-term economic dispatch in cascaded hydropower systems	65	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>									<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	

OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO MULTIHORARIO MEDIANTE LA INCORPORACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN UNA MISMA CUENCA FLUVIAL

	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho hidrotérmico	Modelamiento de centrales hidroeléctrica en cascada y centrales térmicas	Costos de operativos del sistema	Abastecimiento de la demanda en múltiples períodos	Costos marginales en el corto plazo	Modelo de optimización hidrotérmico	Reducción de costos operativos del sistema	Optimización de los generadores hidroeléctricos en cascada	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Características técnicas de los generadores modelados	Balance entre la demanda y el suministro	Restricciones técnicas de los generadores térmicos e hidráulicos	Restricciones de las centrales hidroeléctricas por su disposición en cascada	Datos técnicos y económicos de los diferentes tipos de generadores	Determinación de la demanda multihorario a ser abastecida	Minimización de costos de operativos	Despacho hidrotérmico	Modelo de optimización para el despacho hidrotérmico	Evaluación energética y de costos para diferentes escenarios hidrológicos	Determinación de la potencia despachada	Evaluación de los costos marginales de corto plazo resultantes	
9	2019	Engineering Applications of Artificial Intelligence Multi-region dynamic economic dispatch of solar – wind – hydro – thermal power system incorporating pumped hydro energy storage	15	✗	□	□		□	□	□	□	✗			✗							□	□		✗
10	2014	A novel approach for economic dispatch of hydrothermal system via gravitational search algorithm		✗	□	✗	□	✗	□	✗	□	□	✗	✗	□	✗						✗	✗	□	□
11	2019	Opportunity cost including short-term energy storage in hydrothermal dispatch models using a linked representative periods approach	3	□	✗	□	□	□	□	□	✗	□	□	✗	□	✗						□	□	□	□
12	2021	Multivariate probabilistic forecasting and its performance ' s impacts on long-term dispatch of hydro-wind hybrid systems	1	✗	□	✗	□	□	✗	✗	□	□	□	□	□	□	✗		✗	✗	✗	✗	✗	□	□
13	2020	Security of power supply in hydrothermal systems : Assessing minimum storage requisites for hydroelectric plants	1			✗		□		✗		✗	□					✗					✗	□	✗
14	2019	Electrical Power and Energy Systems Solving network-constrained nonsmooth economic dispatch problems through a gradient-based approach	5	□	□	□	□	□	□	□	□	✗	□	□	✗	✗						□	□	□	□
15	2019	Modeling and Simulation of Hydroelectric Projects with Reservoirs	1	□	□	□	✗	□	□	□	□	✗	□	□	□	✗						□	□	✗	□
16	2005	Power System Planning and Operation in International Markets — Perspectives From the Nordic Region and Europe	29	□	□	✗			□	✗	□				✗							□	✗		✗
17	2008	Power plant optimization in a regulated environment electricity supply industry: A least cost generation approach	6	□	✗	□			□	□	✗	□		□	✗		✗					□	□	□	□

OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO MULTIHORARIO MEDIANTE LA INCORPORACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN UNA MISMA CUENCA FLUVIAL

	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA					
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho hidrotérmico	Modelamiento de centrales hidroeléctrica en cascada y centrales térmicas	Costos de operativos del sistema	Abastecimiento de la demanda en múltiples períodos	Costos marginales en el corto plazo	Modelo de optimización hidrotérmico	Reducción de costos operativos del sistema	Optimización de los generadores hidroeléctricos en cascada	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Características técnicas de los generadores modelados	Balance entre la demanda y el suministro	Restricciones técnicas de los generadores térmicos e hidráulicos	Restricciones de las centrales hidroeléctricas por su disposición en cascada	Datos técnicos y económicos de los diferentes tipos de generadores	Determinación de la demanda multihorario a ser abastecida	Minimización de costos de operativos	Despacho hidrotérmico	Modelo de optimización para el despacho hidrotérmico	Evaluación energética y de costos para diferentes escenarios hidrológicos	Determinación de la potencia despachada	Evaluación de los costos marginales de corto plazo resultantes	
18	2017	Electricity Auction Simulation Platform for Learning Competitive Energy Markets	2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>										<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	
19	2017	Game theory and competitive aspects in electricity markets	5	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>
20	2006	Despacho Económico Activo-reactivo de Corto Plazo Multiembalse Multinodal. Aplicación de Técnicas de Descomposición,	3	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>									<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>
21	2015	Electricity auctions: A European view on markets and practices	8	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>									<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input type="checkbox"/>
22	2002	Multiperiod auction for a pool-based electricity market	134	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
23	2002	Optimal dispatch of generating units of the Itaipu hydroelectric plant	252	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
24	2020	Planeación de la Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
25	2011	Successful renewable energy development in a competitive electricity market: A Texas case study	73					<input checked="" type="checkbox"/>				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>					<input checked="" type="checkbox"/>						<input type="checkbox"/>	
26	2014	Evaluation of margining solutions for the power market spot products	4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
27	2018	Electric energy systems: analysis and operation.	778	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>					<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
28	1997	An optimization-based algorithm for scheduling hydrothermal power systems with cascaded reservoirs and discrete hydro constraints	131	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>						<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>
29	1993	Scheduling of hydrothermal power systems	149	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>				<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>

OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO MULTIHORARIO MEDIANTE LA INCORPORACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN UNA MISMA CUENCA FLUVIAL

	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA			
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho hidrotérmico	Modelamiento de centrales hidroeléctrica en cascada y centrales térmicas	Costos de operativos del sistema	Abastecimiento de la demanda en múltiples períodos	Costos marginales en el corto plazo	Modelo de optimización hidrotérmico	Reducción de costos operativos del sistema	Optimización de los generadores hidroeléctricos en cascada	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Características técnicas de los generadores modelados	Balance entre la demanda y el suministro	Restricciones técnicas de los generadores térmicos e hidráulicos	Restricciones de las centrales hidroeléctricas por su disposición en cascada	Datos técnicos y económicos de los diferentes tipos de generadores	Determinación de la demanda multihorario a ser abastecida	Minimización de costos de operativos	Despacho hidrotérmico	Modelo de optimización para el despacho hidrotérmico	Evaluación energética y de costos para diferentes escenarios hidrológicos	Determinación de la potencia despachada	Evaluación de los costos marginales de corto plazo resultantes
30	1999	Thermal power generation scheduling by simulated competition	85	✗	□	✗	□	✗	✗	✗	□	□	✗		✗			✗	✗	✗	✗	✗		✗
31	1994	Unit commitment literature synopsis	691	□	✗	□	✗	□	□	□	✗	□	□	□	□	✗					□	□	✗	□
32	2017	Thermoelectric dispatch: From utopian planning to reality	11	✗	□	✗			✗	✗	□				✗						✗	✗		✗
33	2001	Experiences with mixed integer linear programming based approaches on short-term hydro scheduling	332	□	✗	□	□		□	□	✗	□		□	✗		✗				□	□	□	□
34	2016	Auction design for power markets based on standardized contracts for energy and reserves	6	□	□	□	□	□	□	□	□	□		✗	□	□	✗		✗	✗	□	□	□	□
35	1982	Spinning Reserve Constrained Static and Dynamic Economic Dispatch	193	✗	□	✗	□		✗	✗							□			□	✗	✗	□	✗
36	1992	A recursive economic dispatch algorithm for assessing the costs of thermal generator schedules	45	□	□	□		□	□	□	□		✗	□	□	✗	✗				□	□	□	□
37	2000	Multiperiod optimal power flow using Benders decomposition	219	✗	□	□	✗	□	✗	□	✗					✗					✗	□		□
38	1982	Hydrothermal dispatching and estimate of pollution	6	✗	□	✗	□	✗	✗	✗	□		□								✗	✗		✗
39	2000	A hybrid method of GA and BP for short-term economic dispatch of hydrothermal power systems	24	□	✗	□	□		□	□				✗	□	□	□			□	□	□	✗	□
40	2011	Hydro energy systems management in Portugal: Profit-based evaluation of a mixed-integer nonlinear approach	87	✗	□	✗	✗	✗	✗	✗	□	✗		□			✗	□	□	□	✗	✗		✗
41	1976	Optimal short-term thermal unit commitment	304	□	□	□	□	□	□	□		□	✗		✗			✗	□	✗	□	□		□

OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO MULTIHORARIO MEDIANTE LA INCORPORACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN UNA MISMA CUENCA FLUVIAL

	DATOS			TEMÁTICA					FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCION				SOLUCIÓN PROPUESTA					
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho hidro-térmico	Modelamiento de centrales hidroeléctrica en cascada y centrales térmicas		Costos de operativos del sistema	Abastecimiento de la demanda en múltiples períodos	Costos marginales en el corto plazo	Modelo de optimización hidro-térmico	Reducción de costos operativos del sistema	Optimización de los generadores hidroeléctricos en cascada	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Características técnicas de los generadores modelados	Balance entre la demanda y el suministro	Restricciones técnicas de los generadores térmicos e hidráulicos	Restricciones de las centrales hidroeléctricas por su disposición en cascada	Datos técnicos y económicos de los diferentes tipos de generadores	Determinación de la demanda multihorario a ser abastecida	Minimización de costos de operativos	Despacho hidro-térmico	Modelo de optimización para el despacho hidro-térmico	Evaluación energética y de costos para diferentes escenarios hidrológicos	Determinación de la potencia despachada	Evaluación de los costos marginales de corto plazo resultantes	
42	1994	Ramp-rate limits in unit commitment and economic dispatch incorporating rotor fatigue effect	180	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
43	2014	Operación Óptima de una Cadena de Plantas Hidráulicas de Generación con Embalses	0	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
44	2001	Water resource and power generation	110	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
45	1999	Scheduling hydrothermal power systems with cascaded and head-dependent reservoirs	160	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
46	2003	Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management	2498	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
47	2012	The Exact Solution of the Environmental / Economic Dispatch Problem	65	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
48	2008	Procesos competitivos para el financiamiento de proyectos de energías renovables	23	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		CANTIDAD:		15	12	11	7	11	15	11	10	7	6	8	13	7	12	7	5	6	15	9	9	11		

7.2 Resumen de Indicadores

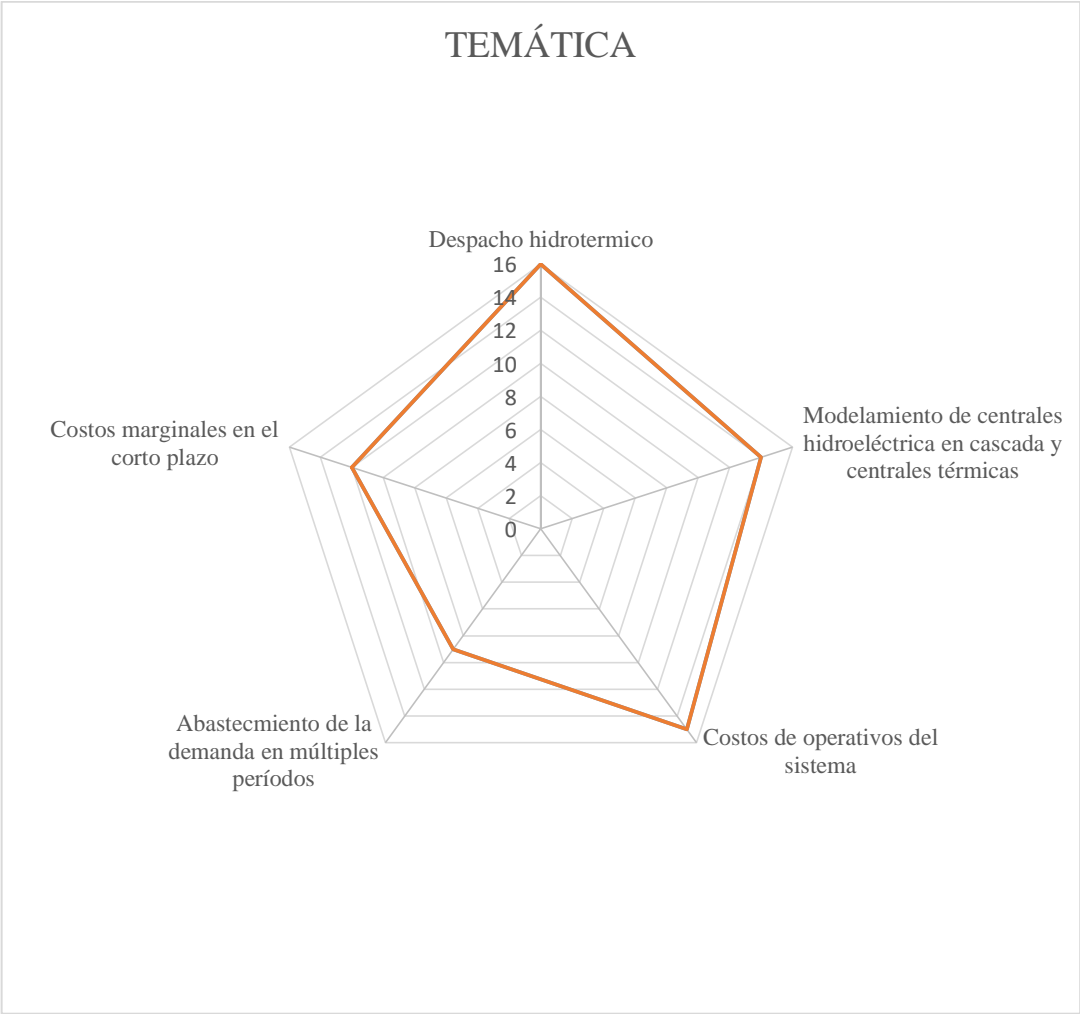


Figura 25. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

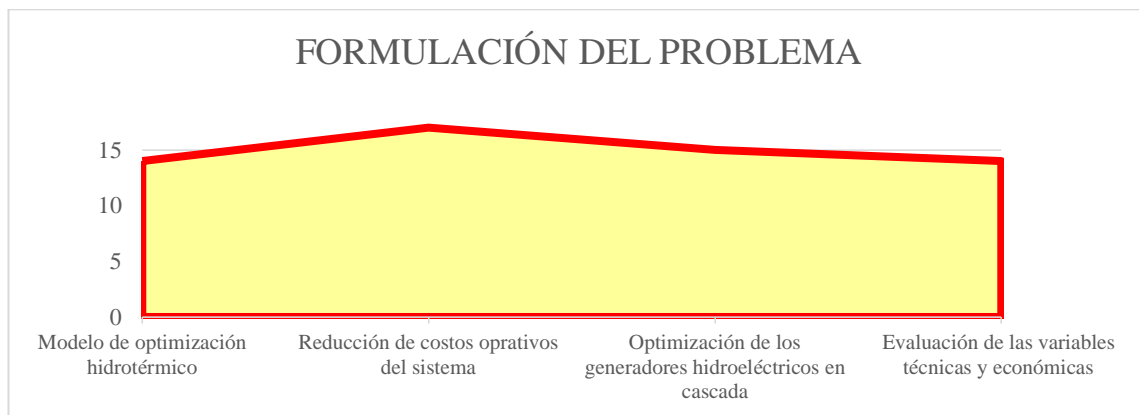


Figura 26. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

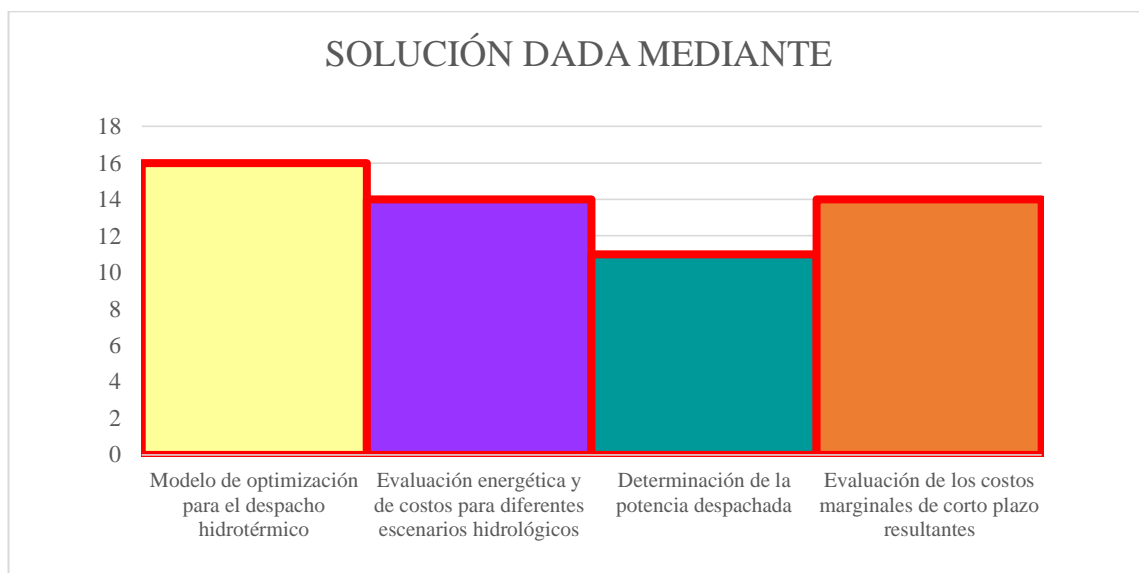


Figura 27. Indicador de solución - Estado del arte.